

FERNANDO MANUEL CORREIA VIEGAS ALVES

LICENCIADO



Inversão Estocástica de Sísmica 3D *Post-Stack* e Dados de Poço para a Caracterização de Reservatórios e Modelação de Propriedades

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Geológica
(Georrecursos)

Orientador: Doutor José António de Almeida,
Prof. Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da UNL

Júri:

Presidente: Doutora Lígia Nunes de Sousa Pereira de Castro, Prof. Auxiliar – FCT/UNL

Vogais:

Doutor Hugo Manuel Vieira Caetano, Técnico – *Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations*, ADCO

Doutor António Miguel Pereira Jorge Ferreira, Investigador Auxiliar – FCT/UNL



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro 2012

INVERSÃO ESTOCÁSTICA DE SÍSMICA 3D POST-STACK E DADOS DE POÇO PARA A CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS E MODELAÇÃO DE PROPRIEDADES

Copyright em nome de Fernando Manuel Correia Viegas Alves, da FCT/UNL e da UNL.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

AGRADECIMENTOS

Ao longo das nossas vidas, todas as etapas importantes acabam por ser marcadas ou lembradas por algum acontecimento especial. O concluir deste trabalho é significar isso mesmo, o encerrar de uma etapa da minha vida e o início de uma nova.

É neste pequeno separador que se dedicam algumas palavras a todos aqueles que de alguma forma fizeram parte desta fase da minha vida e que contribuíram directa ou indirectamente para o seu fim.

Em primeiro lugar dirijo o meu sincero apreço e agradecimento ao Professor Doutor José António de Almeida. Por me ter dado a oportunidade de ser seu orientando e pela oportunidade de aprendizagem ao longo de um trabalho de investigação, que pelos seus desafios e problemas constantes, se tornou numa experiência enriquecedora e aliciante; pela sua capacidade de constante inovação, criatividade científica e profissionalismo, que sempre me motivaram a seguir o meu caminho, e por fim pelas capacidades inigualáveis na orientação de um trabalho inovador, difícil e moroso.

Tenho de agradecer, a sempre pronta ajuda na resolução de alguns problemas, onde uma boa discussão foi sempre muito importante; a animação e amizade, às pessoas que nos últimos meses permitiram que eu partilhasse o mesmo escritório, no qual fui muito bem recebido. Um muito obrigado ao António Ferreira, Martim Chichorro, Nuno Leal e Catarina.

Um sincero obrigado ao Professor Paulo Caetano e à Professora Maria da Graça Brito, por todos os conhecimentos passados ao longo do meu percurso académico e por todos os outros momentos mais descontraídos e animados. São para mim, sem dúvida, uma inspiração de carácter, integridade, companheirismo e profissionalismo.

Como esta etapa não se resumiu apenas à aquisição de conhecimentos e à formação de mais um engenheiro geólogo, gostaria de agradecer todos os momentos de aventura, boa disposição, agradecer os dias de surf, as noites de estudo que nunca mais tinham fim, as conversas na faculdade, as viagens, as descidas de montanha na neve fofa e o apoio no parque, mas principalmente a amizade, força e apoio ao longo deste percurso. Um muito obrigado a todos aqueles que comigo partilharam estes momentos, não serão esquecidos. Contudo gostaria de agradecer uma forma especial ao Rui Leal, ao Tiago (Piras) Figueiredo, à Luísa Bragança, Gonçalo Almeida, Filipa Matias, Paulo Quental e João Lóio.

À Filipa Calhau, pela forma como se enquadrou em todos os momentos desta etapa. Pelo apoio incondicional de todas as minhas decisões, pelo carinho nos melhores e piores momentos, por toda a preocupação comigo. Por tudo, e só por fazer parte de mim e da minha vida. Para sempre.

Por último quero agradecer à minha família. Pelo peso que têm na minha vida, e por serem os principais responsáveis por aquilo que sou hoje e por querer ser cada vez mais e melhor. Aos meus pais, que são os principais responsáveis por ter chegado até aqui, são a base de todos os princípios e valores nos quais orgulhosamente me revejo e que me fazem dar sempre o meu melhor. São vocês o maior exemplo para mim e aquele que procuro seguir. Pelos vossos sacrifícios, pelos vossos valores e por todo amor que nunca nos faltou. Ao Nuno, o meu irmão, que sempre esteve presente em todos os momentos, a que lhe devo muitos dos melhores que tive até hoje. Pela sua amizade, preocupação e companheirismo. A eles, o mais profundo agradecimento, com muito amor.

RESUMO

A inversão de sísmica 3D é provavelmente o procedimento de modelação de reservatórios de petróleo mais explorado e investigado, porque por um lado é um problema complexo e, por outro, os reservatórios são extensos em área, da ordem de alguns quilómetros quadrados, muitas vezes geologicamente complexos e nas fases iniciais de caracterização e exploração estão amostrados apenas por um número muito limitado de poços donde os dados sísmicos são a única fonte de informação que cobre todo o reservatório embora, como é evidente, tenha uma grande incerteza associada.

No presente trabalho apresenta-se uma metodologia inovadora destinada a gerar imagens 3D da impedância acústica (IA), por co-simulação, condicionada aos coeficientes de reflexão de uma imagem determinista de referência. Considera as seguintes etapas: (1) partir de uma imagem de IA determinista e determinar os respectivos coeficientes de reflexão traço a traço (solução óptima); (2) aplicar uma versão modificada do algoritmo de simulação e co-simulação sequencial directa para simular a IA condicionada aos coeficientes de reflexão calculados a partir da imagem determinista, e às IA observadas nos poços; (3) validar os resultados obtidos, nomeadamente no que respeita à correlação entre a sísmica real e a sísmica sintética obtida por convolução das imagens simuladas de IA com a wavelet ajustada; (4) gerar imagens de porosidade por co-simulação com as imagens simuladas de IA.

As vantagens desta metodologia são: (1) eficiência – para obter uma imagem simulada de IA apenas é necessário fazer uma simulação; (2) explora o espaço de incerteza – porque a simulação é parcialmente condicional aos coeficientes de reflexão obtidos com a imagem determinista, e não à IA determinista propriamente dita; (3) respeita as características genéricas de uma simulação – histograma dos dados, variograma e os dados reais nos blocos que contactam a localização dos poços.

Esta metodologia foi testada com sucesso para a modelação da IA e da porosidade de um reservatório carbonatado. Concretamente, discutem-se os resultados do modelo obtido, e faz-se uma análise dos resultados e do espaço de incerteza.

Palavras-chave: inversão sísmica; impedância acústica; porosidade; geoestatística; simulação sequencial.

ABSTRACT

The 3D seismic inversion is probably the modelling procedure of petroleum reservoirs more investigated, because on one hand is a challenge problem and, secondly, the reservoirs are extensive in area, the order of several square kilometres, often geologically complex and in the early stages of characterization and operation are sampled only for a very limited number of wells where the seismic data is the only source of information which covers the reservoir but, of course, have a large uncertainty.

In the present thesis it is presented a novel approach aimed at generating by co-simulation 3D images of the acoustic impedance (AI) conditional to reflection coefficients calculated via a deterministic reference image of AI. It consider the following steps: (1) from a deterministic AI image determine the coefficients of reflection trace by trace (optimal solution), (2) apply a modified version of the sequential simulation and co-simulation algorithm for generation of AI images conditioned to the reflection coefficients calculated via deterministic image of AI and the AI observed in the wells, (3) validate the results, particularly with regard to the correlation between the real seismic and synthetic seismic obtained by convolution of the simulated images with AI the wavelet set, (4) generate images of porosity by co-simulation with the simulated images of AI.

The advantages of this methodology are: (1) efficiency - for a simulated image of AI is only necessary to make one simulation run, (2) explores the space of uncertainty - because the simulation is partly conditional to the reflection coefficients obtained with the deterministic image (3) complies the general characteristics of a simulation - histogram data, the variogram and the data blocks which contact the location of wells.

This methodology was successfully tested for modelling the AI and the porosity of a carbonate reservoir. Specifically, model results are discussed, together with an analysis of the space of uncertainty.

Keywords: seismic inversion, acoustic impedance, porosity, geostatistics, sequential simulation.

Índice geral

1. Introdução	1
1.1 Apresentação, Importância e Objectivos do Estudo	1
1.2 Organização da Dissertação.....	3
2. Metodologia e Fundamentos Teóricos.....	5
2.1 Conceito de Inversão Sísmica.....	5
2.2 Modelo de Convolução de um Traço Sísmico.....	11
2.3 Metodologia Proposta.....	13
2.4 Inversão Sísmica.....	16
2.4.1 Inversão Determinista	16
2.4.2 Inversão Estocástica	20
2.5 Modelação Geoestatística	22
2.5.1 Variografia e Ajuste do Modelo Teórico	22
2.5.2 Estimação por Krigagem	24
2.5.2.1 Krigagem normal	24
2.5.3 Simulação Geoestatística.....	25
2.5.4 Simulação Sequencial Directa.....	27
2.5.5 Co-Simulação Sequencial Directa.....	28
2.5.5.1 Cokrigagem simples co-localizada com coeficientes de correlação globais ..	29
2.5.5.2 Cokrigagem simples co-localizada com coeficientes de correlação locais	29
2.6 Adaptação do Algoritmo de Co-simulação Sequencial Directa para Simulação da Impedância Acústica	30
2.7 Porosidade	33
3. Caso de Estudo.....	35
3.1 Descrição dos Dados de Partida	36

3.2	Análise Estatística e Espacial dos Dados Iniciais.....	38
3.3	Inversão Determinista.....	43
3.4	Análise da Correlação entre a Sísmica Real e a Sísmica Sintética na Localização dos Poços	48
3.5	Geração de uma Tabela de Correspondências entre o Coeficiente de Correlação Utilizado na Simulação Sequencial e o Coeficiente de Correlação Objectivo entre as Sísmicas Real e Sintética.....	50
3.6	Inversão Sísmica Estocástica de Impedâncias Acústicas	56
3.6.1	Simulação de IA com Coeficiente de Correlação Global Médio	57
3.6.2	Simulação de IA com Coeficientes de Correlação Locais	63
3.7	Modelação da Porosidade	69
4.	Notas Finais.....	77
5.	Referências Bibliográficas	81

Índice de Figuras

Figura 2.1 – <i>Wavelet</i> utilizada no caso de estudo	7
Figura 2.2 – Esquema representativo da modelação directa e inversa (Mantilla, 2002).....	9
Figura 2.3 – Fluxograma de metodologia adoptada	14
Figura 2.4 – Fluxograma ilustrativo do algoritmo GLI de inversão determinista (Cooke e Cant, 2010).....	18
Figura 2.5 – Exemplo 2D de uma sequência admissível para uma malha de 10 por 5 nós na vertical.....	31
Figura 2.6 – Ilustração da sequência de simulação dos nós num perfil longitudinal	31
Figura 3.1 – Representação 3D do cubo de sísmica real e localização de alguns poços	36
Figura 3.2 – Distribuição dos 10 poços de prospecção pela área de estudo (vista em planta). 37	
Figura 3.3 – Enquadramento dos poços na envolvente do cubo de sísmica	37
Figura 3.4 – Comparação do padrão dos valores de IA e porosidade resolução original e após <i>upscaling</i> para 1 ms (poço1)	39
Figura 3.5 – Histograma e estatísticos básicos dos dados de IA nos poços na resolução original	40
Figura 3.6 – Histograma e estatísticos básicos dos dados de porosidade nos poços na resolução original.....	40
Figura 3.7 – Histograma e estatísticos básicos dos dados de IA nos poços após <i>upscaling</i> para 1 ms.....	40
Figura 3.8 – Histograma e estatísticos básicos dos dados de porosidade nos poços após <i>upscaling</i> para 1 ms	41
Figura 3.9 – Histograma dos dados do cubo de sísmica real	41
Figura 3.10 – Variogramas experimentais de IA (poços), omnidireccional e vertical e modelo teórico ajustado SPH ($a_h=120$ células; $a_v=8ms$).....	42
Figura 3.11 – Variogramas experimentais de IA (poços), omnidireccional e vertical e modelo teórico ajustado SPH ($a_h=120$ células; $a_v=8ms$).....	42

Figura 3.12 – Variogramas experimentais do cubo de sísmica real para as 3 direcções principais (OX, OY e OZ) e modelo teórico ajustado	42
Figura 3.13 – Correlação entre porosidade e a IA nos poços antes (esquerda) e após <i>upscaling</i> para 1ms (direita)	43
Figura 3.14 – Modelo determinista de IA	44
Figura 3.15 – Modelo de coeficientes de reflexão obtidos a partir do cubo de IA determinista	45
Figura 3.16 – Sísmica sintética obtida por convolução do modelo determinista de IA	46
Figura 3.17 – Histogramas e estatísticos básicos dos cubos de sísmica real (esquerda) e sísmica sintética (direita)	46
Figura 3.18 – Imagem no plano horizontal da correlação local traço a traço entre a sísmica real e a sísmica sintética obtida por convolução da IA determinista para todo o reservatório e respectivos estatísticos básicos	47
Figura 3.19 – Comparação do traço de sísmica sintética obtida a partir dos valores de IA no poço 1, e a o traço de sísmica real na localização homóloga.....	48
Figura 3.20 – Coeficientes de correlação locais entre a sísmica real e a sísmica sintética, estimados por krigagem a partir da informação poço a poço e respectivos estatísticos univariados	50
Figura 3.21 – Representação gráfica da correspondência entre os coeficientes de correlação	52
Figura 3.22 – Quatro imagens simuladas de IA para coeficientes de correlação na simulação entre nós de 0,965; 0,975; 0,990 e 0,999 a que correspondem em média os coeficientes de correlação 0,323; 0,363; 0,566 e 0,935 entre a sísmica real e a sísmica sintética homóloga obtida por convolução, As imagens foram realizadas com a mesma semente pelo que podem ser comparadas localmente. Visualização em perfil longitudinal (XL=51).....	53
Figura 3.23 – Comparação dos traços de sísmica real vs sísmica sintética (esquerda) e impedância acústica determinista e simulada (#1) (direita) para um traço de correlação excelente entre as sísmicas (0,834) e que resulta numa correlação moderada entre as impedâncias (0,546).....	54
Figura 3.24 – Comparação dos traços de sísmica real vs sísmica sintética (esquerda) e impedância acústica determinista e simulada (#1) (direita) para um traço de correlação	

<p>muito fraca entre as sísmicas (0,324) e que resulta numa correlação fraca entre as impedâncias (0,461).....</p>	55
<p>Figura 3.25 – Comparação dos traços de sísmica real vs sísmica sintética (esquerda) e impedância acústica determinista e simulada (#1) (direita) para um traço de correlação média/alta entre as sísmicas (0,664) e que resulta numa correlação fraca entre as impedâncias (0,476).....</p>	55
<p>Figura 3.26 – Quatro simulações de IA optimizadas para um coeficiente de correlação global médio, visualização no perfil longitudinal (XL=51).....</p>	57
<p>Figura 3.27 – Variogramas de uma simulação de IA optimizada a um coeficiente de correlação global médio e ajuste do modelo teórico utilizado nos dados experimentais .</p>	58
<p>Figura 3.28 – Estatísticos básicos univariados da IA de duas simulações (#1 e #21) optimizadas a um coeficiente de correlação global médio</p>	58
<p>Figura 3.29 – Imagem de IA determinista, média e variância das 200 realizações optimizadas para um coeficiente de correlação global médio, visualização no perfil longitudinal (XL=51)..</p>	59
<p>Figura 3.30 – Imagem no plano horizontal da correlação local traço a traço (em cima e à esquerda) entre a sísmica real e a sísmica sintética obtida por convolução para as simulações de IA optimizadas para um coeficientes de correlação global médio e respectivos estatísticos (em baixo).....</p>	60
<p>Figura 3.31 – Coeficientes de correlação entre pares de imagens simuladas de IA optimizadas para um coeficiente de correlação global médio.....</p>	62
<p>Figura 3.32 – Cubo de impedâncias acústicas simuladas (#1) optimizado para coeficientes de correlação locais.....</p>	63
<p>Figura 3.33 – Quatro simulações de IA optimizadas para um coeficiente de correlação local. Visualização no perfil longitudinal (XL=51).....</p>	64
<p>Figura 3.34 – Média das 200 realizações de impedâncias acústicas optimizadas para coeficientes de correlação locais.....</p>	65
<p>Figura 3.35 – Imagem no plano horizontal da correlação local traço a traço (em cima e à esquerda) entre a sísmica real e a sísmica sintética obtida por convolução para as</p>	

simulações de IA otimizadas para coeficientes de correlação locais e respectivos estatísticos básicos univariados (em baixo)	67
Figura 3.36 – Variância das 200 realizações de impedâncias acústicas otimizadas para coeficientes de correlação locais	68
Figura 3.37 – Imagem da variância das 200 realizações de IA otimizadas para coeficientes de correlação locais. Visualização no perfil longitudinal (XL=51).....	68
Figura 3.38 – Coeficientes de correlação entre pares de imagens simuladas de IA otimizadas para coeficientes de correlação locais	69
Figura 3.39 – Quatro co-simulações de porosidade, visualização no perfil longitudinal (XL=51).	70
Figura 3.40 – Cubo de porosidades simuladas (#1)	71
Figura 3.41 – Estatísticos básicos univariados da porosidade de duas simulações (#1 e #21) ..	71
Figura 3.42 – Variogramas de uma simulação de porosidade e ajuste do modelo teórico utilizado nos dados experimentais	72
Figura 3.43 – Média das 200 imagens simuladas de porosidade	73
Figura 3.44 – Variância das 200 realizações de porosidade	74
Figura 3.45 – Imagem média e variância das 200 co-simulações de porosidade, visualização no perfil longitudinal (XL=51).	75
Figura 3.46 – Coeficientes de correlação médios entre as co-simulações de porosidade e as respectivas impedâncias acústicas	75
Figura 3.47 – Coeficientes de correlação entre pares de imagens simuladas de porosidade ...	76

Índice de Tabelas

Tabela 3.1 – Síntese dos estatísticos univariados da IA e da porosidade dos poços para a resolução original e de 1 ms.....	39
Tabela 3.2 - Coeficientes de correlação poço a poço e global, entre a sísmica real e a sísmica sintética obtida por convolução da impedância acústica na localização dos poços.....	49
Tabela 3.3 – Correspondência entre os coeficientes de correlação utilizados na simulação da IA do nó seguinte e os coeficientes de correlação entre a sísmica real e a sísmica sintética obtida por convolução das imagens simuladas	51
Tabela 3.4 – Tabela resumo dos estatísticos univariados dos coeficientes de correlação obtidos pelas 10 realizações e determinação do coeficientes de correlação a utilizar na simulação de IA, que mais se aproxime do coeficiente de correlação global médio.....	51
Tabela 3.5 – Síntese e comparação de estatísticos básicos da IA entre as sete primeiras simulações e os dados dos poços	59
Tabela 3.6 – Síntese e comparação de estatísticos básicos da IA entre as sete primeiras simulações e os dados dos poços	66
Tabela 3.7 – Síntese e comparação de estatísticos básicos da porosidade entre as sete primeiras simulações e os dados dos poços	72

1. INTRODUÇÃO

1.1 APRESENTAÇÃO, IMPORTÂNCIA E OBJECTIVOS DO ESTUDO

Os projectos de caracterização de reservatórios petrolíferos são multidisciplinares, e envolvem o processamento sísmico, a modelação geológica e das propriedades e a engenharia de reservatórios.

O interesse pela inversão sísmica tem crescido nos últimos anos, principalmente porque permite inferir informação geológica e petrofísica a partir dos dados sísmicos nas fases iniciais do estudo do reservatório onde os dados de poço são muito escassos. Devido à sua complexidade, os crescentes desafios na indústria petrolífera são os factores que mais impulsionam a evolução das técnicas de inversão. As profundidades de exploração são cada vez maiores e os reservatórios cada vez mais inacessíveis. A falta de informação sobre reservatórios nessas condições representa custos elevados e obriga à combinação de diferentes tipos de informação para a criação de modelos que melhor se aproximem da realidade. A caracterização de um reservatório é a mais importante fase de todo o processo de estudo, e fundamenta a tomada de decisões ao longo do processo de produção.

Os métodos de prospecção indirecta são os eleitos para adquirir dados sísmicos em grande volume, destacando-se a importância que a sísmica de reflexão tem como método geofísico na prospecção de hidrocarbonetos.

A sísmica de reflexão foi desenvolvida durante o primeiro quarto do século XX e é usada como ferramenta para a identificação de estruturas em profundidade. Contudo, esta técnica é ambígua na maior parte dos casos. Nos anos 70, os geofísicos começaram a utilizar a informação contida na amplitude das reflexões sísmicas correlacionada com parâmetros petrofísicos: mudanças de porosidade, de litologia e mudanças na presença de fluidos em estruturas profundas, (Russel e Hampson, 2006). As amplitudes sísmicas caracterizam propriedades de reflexão num interface e, indirectamente, caracterizam as rochas adjacentes. Na tentativa de relacionar directamente as amplitudes sísmicas com as propriedades das rochas, foi introduzido o conceito de impedância acústica e surgiram as primeiras tentativas de inversão deste atributo. Uma das vantagens da utilização de uma propriedade da rocha obtida directamente dos dados sísmicos é a sua validade para toda a secção sísmica e não apenas para a zona restrita onde a amplitude é elevada. Lavergne, 1975, e Lindseth, 1979, publicaram pela primeira vez artigos sobre os procedimentos básicos de inversão sísmica para

a obtenção de modelo de impedâncias acústicas (Lindseth, 1979, Chopra, 2001, Chopra e Marfurt, 2005).

A primeira técnica de inversão para obter impedâncias foi referida como inversão sísmica recursiva ou *band limited inversion*. Utilizando a equação recursiva é efectivamente possível obter dados de impedância acústica às custas da transformação ou inversão de dados de reflexão sísmica (Lindseth, 1979). Contudo, existem algumas limitações associadas, como a ausência de baixas e altas-frequências e a presença de ruído no modelo final, que levaram ao desenvolvimento de outras técnicas de inversão (Russel, 1988). Mais tarde, foi desenvolvido outro método de inversão chamado *model-based inversion*, que tem como princípio uma função objectivo a ser minimizada. A inversão sísmica baseada num modelo começa com um conjunto de valores iniciais de impedância acústica, que posteriormente são modificados até se obter um bom equilíbrio (correlação) entre os dados sísmicos reais e os traços sísmicos calculados (sísmica sintética). Este traço sísmico sintético é conhecido também como modelo convolucional 1D e está na base dos dois métodos de inversão sísmica referidos anteriormente – inversão recursiva e inversão *model-based*. Os métodos estudados por Lindseth, 1979, Hampson e Russel, 1984, e Cooke e Schneider, 1983, são conhecidos por serem métodos de inversão sísmica que utilizam dados sísmicos *post-stack*.

As técnicas de inversão sísmica evoluíram e adaptaram-se a diferentes tipos de desafios. Hoje é possível, analisar diferentes tipos de dados sísmicos, *pré-stack* ou *post-stack*, e reproduzir diferentes propriedades das rochas em profundidade segundo abordagens deterministas ou estocásticas. Uma pesquisa bibliográfica permite encontrar vários artigos científicos que contribuem com descrições de diferentes técnicas utilizadas nas últimas décadas: inversão recursiva (Sancevero et al., 2006, Lindseth, 1979, Russel e Hampson, 2006), inversão baseada num modelo geológico (Hampson e Russel, 1984, Pendrel, 2001, Cooke e Schneider, 1983, Cooke e Cant, 2010), análise (AVO) *amplitude vs offset* (Pendrel, 2001, Russel e Hampson, 2006, Pendrel, 2006), inversão simultânea (Russel e Hampson, 2006), *Constrained Sparse Spike Inversion* (Riel e Pendrel, 2000, Russel, 1988, Francis e Hicks, 2006, Sancevero et al., 2006) e inversão geoestatística (Francis e Hicks, 2006, Filippova et al., 2011, Sams e Saussus, 2008, Torres Verdín et al., 1999, Francis, 2005, Soares et al., 2007, Bortoli et al., 1993). As contribuições destes autores, e de outros, fazem com que a inversão sísmica, hoje em dia, seja uma ferramenta muito actualizada, multidisciplinar e de alto desempenho na caracterização e avaliação de propriedades petrofísicas de reservatórios petrolíferos.

As estratégias para a caracterização de reservatórios evoluíram e assentaram fundamentalmente em modelos geoestatísticos, que podem produzir uma imagem média ou um conjunto de imagens equiprováveis da distribuição espacial de variáveis petrofísicas (Almeida, 1999). A construção de um modelo determinista a partir dos dados da sísmica e dos poços disponíveis é considerado insuficiente por não reproduzir as incertezas presentes na sísmica e na geologia (Vargas, 2005). A solução de um desses modelos consiste em apenas uma única imagem suavizada da variabilidade espacial (Almeida, 1999).

A contribuição da geoestatística na prospecção e exploração de reservatórios de petróleo é cada vez maior e mais importante, oferecendo resposta para grande parte dos problemas de caracterização de reservatórios. Nos últimos anos, a indústria petrolífera cresceu dependente dos modelos estocásticos devido à possibilidade de medição da incerteza dos modelos, que apresentam respostas para que se mantenha o equilíbrio entre o nível de conhecimento do reservatório e as necessidades impostas pela indústria da produção de petróleo (Almeida, 1999). Neste contexto, a inversão estocástica baseada na geoestatística é nos dias de hoje a melhor forma de combinar os dados sísmicos e os dados provenientes dos poços para obter um cubo de impedâncias acústicas que melhor represente a geologia em profundidade.

Na presente dissertação formula-se e testa-se uma nova abordagem geoestatística de inversão baseada na co-simulação a partir de uma imagem de impedâncias acústicas obtida por métodos deterministas. Considera-se a imagem determinista como a solução optimal do problema para o espectro de valores de impedância acústica disponíveis nos poços, sísmica real e modelo de wavelet. Neste âmbito destacam-se os contributos de Bortoli, 1992; Soares, 2001; Mantilla, 2002; Soares et al., 2007; Caetano, 2009 e Azevedo et al., 2012.

1.2 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A presente dissertação encontra-se organizada em quatro capítulos principais, de acordo com a organização do trabalho de consulta bibliográfica, e desenvolvimentos teóricos e experimentais. No primeiro capítulo são apresentados os objectivos e a importância que este trabalho pode ter no contributo de mais uma metodologia de inversão sísmica, ainda neste capítulo, apresenta-se um breve resumo histórico da evolução de algumas das técnicas de inversão sísmica para a geração de impedâncias acústicas.

No segundo capítulo é apresentada a metodologia adoptada e desenvolvida ao longo do trabalho, assim como todos os fundamentos teóricos necessários e que a apoiam.

CAPÍTULO 1

No terceiro capítulo, a metodologia é aplicada a um conjunto de dados sintéticos. Estão descritos os procedimentos efectuados para a modelação de impedâncias acústicas e para a modelação de porosidades. São apresentadas as análises estatísticas dos dados, os cubos obtidos e a validação dos resultados. A validação dos resultados obtidos integra um conjunto de ferramentas de comparação dos dados simulados com os dados experimentais e avalia o espaço de incerteza associado à modelação das propriedades.

No quarto e último capítulo, o trabalho termina com as considerações finais sobre a metodologia adoptada e todas as conclusões possíveis de alcançar com o estudo.

2. METODOLOGIA E FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 CONCEITO DE INVERSÃO SÍSMICA

As técnicas de inversão sísmica têm sofrido grandes desenvolvimentos ao longo dos últimos anos e contribuído muito para o conhecimento da geologia em profundidade, para o planeamento e tomadas de decisão na indústria dos hidrocarbonetos. A inversão sísmica da IA, devido à sua fácil compreensão na caracterização de reservatórios e fácil relação com a porosidade, é o objectivo principal deste trabalho, e o mais comum objectivo de uma técnica de inversão sísmica.

A sísmica de reflexão é o método geofísico mais utilizado na prospecção de reservatórios. Este método apresenta como principal vantagem a capacidade de obter informação sobre áreas muito extensas. Os dados sísmicos com origem num disparo e registados pelos sismógrafos são conhecidos como traços sísmicos e medidos em unidade de tempo (milissegundos - ms). A apresentação de vários traços lado a lado na sua posição espacial correcta produz uma secção sísmica ou perfil sísmico que fornece uma imagem estrutural importante para a interpretação geológica.

Além da informação adquirida pelas campanhas de sísmica de reflexão, existe informação obtida através da realização de poços de controlo. Os *logs* dos poços fornecem dados concretos e de elevada resolução na direcção do poço sobre a geologia, que contribuem para a construção de modelos geológicos e sua validação. Quanto mais poços existirem, maior é a capacidade de diminuir a incerteza associada aos modelos. No entanto, devido aos elevados custos de execução desses furos, apenas um pequeno número de poços é justificável, diminuindo a capacidade de previsão das variações laterais das propriedades de um reservatório. Para obter uma boa descrição de um modelo 3D das propriedades petrofísicas de um reservatório, uma das abordagens possível é a utilização de algumas técnicas geoestatísticas de interpolação ou simulação (Bortoli et al., 1993, Srivastava e Sen, 2009).

A combinação da informação obtida em campanhas de aquisição de dados sísmicos de reflexão e a informação obtida nos poços executados, constitui uma poderosa ferramenta e permite, recorrendo a métodos de inversão de amplitudes sísmicas, construir modelos representativos da geologia em profundidade.

Sheriff, 2002, definiu inversão, como a técnica que produz como solução uma série de parâmetros espacialmente distribuídos que podem ter a sua origem num conjunto de medições

observadas. O conjunto de observações consiste na assinatura física de estruturas geológicas – matriz de coeficientes de reflexão detectados em interfaces geológicas devido à passagem do sinal sísmico inicial. Por exemplo, a partir de um traço sísmico, a inversão permite inferir a localização das principais transições entre camadas e mesmo algumas grandezas petrofísicas a partir do modelo terrestre de impedâncias acústicas e/ou elásticas.

A inversão é uma designação genérica para um procedimento destinado a obter um modelo que descreva adequadamente um conjunto de dados. O principal objectivo é transformar dados sísmicos de reflexão numa propriedade quantificável e descritiva de um reservatório, e inferir o valor das variáveis em localizações não amostradas ou desconhecidas.

Em forma de resumo, a inversão geofísica permite fazer o mapeamento das estruturas geológicas e respectivas propriedades em profundidade a partir de medições geofísicas (propagação das ondas sísmicas) efectuadas a partir da superfície terrestre. Para um conjunto de dados conhecidos, a inversão consiste em encontrar um modelo que reproduza o conjunto de dados observado.

Como referido anteriormente, os poços fornecem informação consistente e muito precisa sobre determinada localização em profundidade. A partir dos *logs* dos poços é possível obter um importante atributo sísmico designado de impedância acústica (IA), que resulta do produto entre a velocidade compressional das ondas sísmicas e a densidade do meio atravessado. A grande maioria dos métodos de inversão sísmica transforma os dados da sísmica de reflexão em IA, das quais se pode concluir sobre a litologia e a porosidade da área em estudo (Russel e Hampson, 2006).

A IA tem como principal característica ser uma propriedade física da camada, e não do interface, ao contrário da amplitude do dado sísmico. O dado sísmico representa uma propriedade do interface onde os eventos de reflexão são observados devido às mudanças relativas na IA de camadas de rochas adjacentes (Sancevero et al., 2006). O interface entre camadas está geralmente relacionado com camadas sedimentares distintas e inconformidades estruturais.

Segundo Latimer et al., 2000, a IA apresenta vantagens suficientes na caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos para justificar a sua utilização na maioria dos casos de inversão sísmica. Um modelo de IA contém mais informação do que um conjunto de dados sísmicos. Além de conter informação proveniente dos poços, contém toda a informação presente nos dados sísmicos sem problemas causados pelas *wavelets*. Tem ainda a grande

vantagem de ser facilmente relacionada com a porosidade, e é o facto de ser uma propriedade da camada e não uma característica do interface entre diferentes camadas ou litologias, que a distingue e torna o conceito de impedância tão poderoso no âmbito da caracterização de reservatórios. O conceito de impedância é facilmente generalizado e percebido no ambiente da inversão sísmica, melhorando a comunicação inter-disciplinar.

Através de métodos directos e inversos é possível transformar dados de IA em amplitudes sísmicas e vice-versa. Segundo Mantilla, 2002, em muitas áreas de investigação são desenvolvidos modelos, baseados em princípios fundamentais da física para reproduzir o comportamento de diferentes sistemas. Na modelação da integração de amplitudes sísmicas com dados de IA obtidos nos poços consideram-se dois tipos de abordagens, a directa e a inversa. Neste trabalho utiliza-se o método directo e inverso para a modelação sísmica, recorrendo ao modelo convolucional para realizar essa transformação.

Estes dois métodos utilizam, para as referidas transformações, um pulso unidimensional – *wavelet*, que tem como principal característica fazer a ligação entre os dados sísmicos e a geologia (figura 2.1). Pode definir-se *wavelet* como o sinal do impulso de energia gerado, com determinada amplitude e frequência, com o objectivo de se obter dados sísmicos.

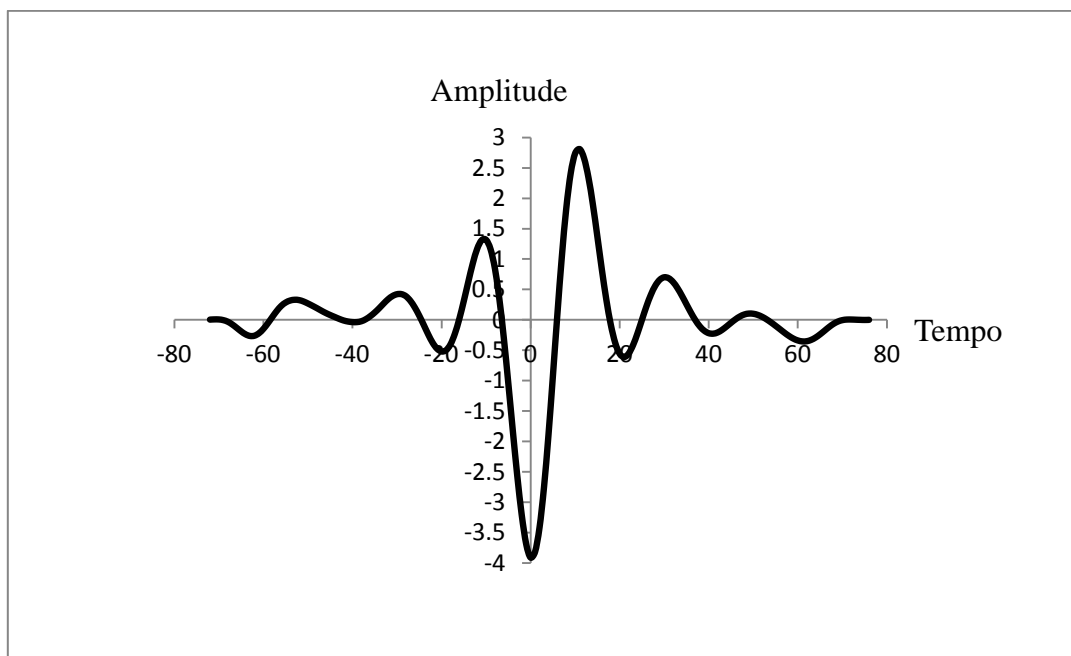


Figura 2.1 – *Wavelet* utilizada no caso de estudo

CAPÍTULO 2

Na modelação directa, considera-se uma relação matemática para descrever a relação entre a realidade geológica (estrutura e propriedades) e os resultados obtidos pelas medições, ou seja, é definida pela determinação de dados que seriam medidos para uma dada configuração geológica (Tetyukhina, 2010).

Na modelação inversa, pretende-se inferir a realidade do ponto de vista geológico a partir dos resultados de uma campanha geofísica. A dedução de propriedades de corpos geológicos em profundidade a partir de dados já observados é tipicamente a solução de um problema inverso. Este método transforma as amplitudes sísmicas em impedâncias acústicas através da remoção da *wavelet* do traço sísmico.

Na figura 2.2 apresenta-se um esquema representativo da modelação directa e inversa a 1D (Mantilla, 2002). O modelo geológico apresentado na figura 2.2 é caracterizado por um determinado valor de impedância para cada camada representada, que foi calculada partindo dos *logs* de velocidade e de densidade. Os coeficientes de reflexão identificados num interface são função da diferença entre IA. Assim a modelação directa combina essas diferenças em localizações consecutivas (série de reflectividades), recorrendo ao método de convolução de um traço sísmico com a *wavelet*, gerando um novo traço sísmico designado por sismograma sintético. As diferenças entre as amplitudes do traço sísmico sintético e a sísmica real podem ser identificadas e quantificadas, com o objectivo de as minimizar e otimizar o modelo (Mantilla, 2002, Caetano, 2009).

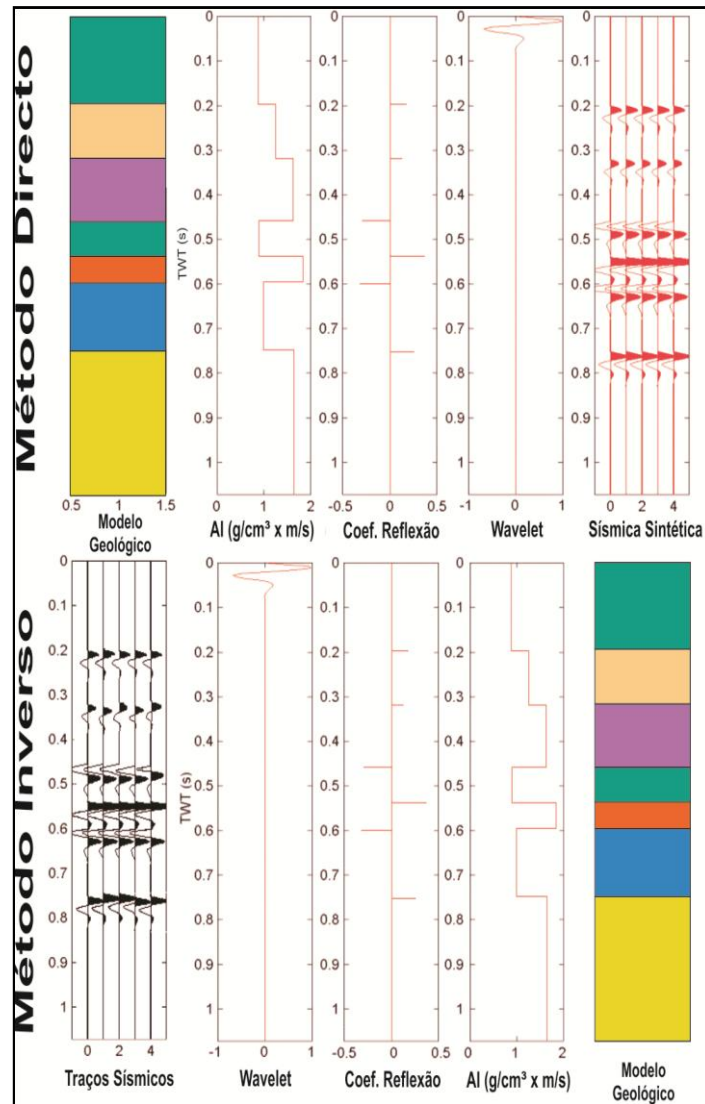


Figura 2.2 – Esquema representativo da modelação directa e inversa (Mantilla, 2002)

A inversão sísmica é vista na maior parte das vezes como sendo um modelo de solução não única, ou seja, existe um grande número de possibilidades para modelos de IA que mantenham boa correspondência entre o modelo de convolução e a sísmica observada. Esta evidência corrobora com o facto de que a sísmica está relacionada com a interface, enquanto que a IA está relacionada com a camada.

A inversão de impedâncias acústicas tem algumas limitações: (1) a frequência sísmica é limitada (largura de banda limitada) e por isso as baixas e altas-frequências estão em falta; (2) a não singularidade da solução – os mesmos dados sísmicos podem levar a múltiplos modelos geológicos.

A melhor forma de reduzir as incertezas e contornar estas limitações é utilizar informação adicional. Os *logs* dos poços possuem a informação de baixas frequências em falta na sísmica observada, e por isso constituem a fonte mais comum de informação para solucionar esta restrição. O resultado final dependerá também dos dados sísmicos e dos detalhes dos métodos de inversão em si (Swisi, 2009, Francis e Hicks, 2006).

Existem muitas e diferentes técnicas de inversão sísmica. Os principais métodos distinguem-se segundo a sua origem matemática, determinista ou estocástica, e segundo o tipo de dados sísmicos utilizados, se *pre-stack* ou *post-stack*. Se se utilizarem dados sísmicos *pre-stack*, várias propriedades podem ser obtidas (ex: impedância-P, impedância-S, densidade). A inversão recorrendo a conjuntos de dados *post-stack* apenas produz uma característica (ex: impedância acústica P) (Filippova et al., 2011). A inversão *post-stack* (pós-empilhamento) de impedâncias acústicas é dos métodos mais utilizados para a inversão sísmica. É um processo que analisa traços sísmicos somados ou empilhados para estimar parâmetros geológicos e está dividido em duas abordagens principais: inversão de banda limitada (ex. inversão recursiva) e inversão de banda larga, a última ainda se divide em duas outras abordagens: *model based* (ex. *GLI*) e *sparse spike inversion*.

Os métodos de inversão determinista produzem apenas uma solução dentro da largura de banda sísmica e baseiam-se na minimização de um termo de erro, entre o modelo de convolução da série de reflectividades e as amplitudes sísmicas observadas. **Uma inversão sísmica determinista é qualquer tipo de inversão que tem como *output* apenas uma de várias soluções aceitáveis para modelos de IA e é, por isso, a solução mais aceitável para a série de coeficientes de reflexão** (Cooke e Cant, 2010).

Uma alternativa à inversão determinista é a pesquisa por todas as soluções aceitáveis de impedância acústica. A inversão estocástica, baseada ou não em metodologias geoestatísticas, produz múltiplas realizações de IA e/ou propriedades do reservatório. A realização de n imagens equiprováveis de IA tem a grande vantagem de se poder quantificar e avaliar a incerteza.

Contudo, pode dizer-se que a inversão estocástica é complementar à inversão determinista. Uma realização de IA a partir de um método determinista de inversão é a média de todas as possíveis realizações não únicas através da inversão sísmica estocástica.

2.2 MODELO DE CONVOLUÇÃO DE UM TRAÇO SÍSMICO

A sismica de reflexão responde de forma eficaz às diferentes impedâncias acústicas dos meios rochosos, sendo possível criar um dado sísmico sintético (sismograma sintético) de uma formação sedimentar a partir do conhecimento das velocidades e densidades das rochas.

A inversão sísmica utiliza como lei fundamental a equação de propagação da onda através do meio elástico ou uma das suas inúmeras aproximações (Tetyukhina, 2010). Uma das formas mais simples e mais utilizada de calcular a resposta de um sinal sísmico num determinado modelo terrestre é o modelo convolucional (Mantilla, 2002). Um traço sísmico é uma convolução da reflectividade da Terra com uma fonte sísmica, mais a adição de uma componente de ruído. Em termos matemáticos pode ser expressa pela seguinte equação:

$$s(t) = w(t) * r(t) + n(t)$$

com:

$s(t)$ = traço sísmico sintético;

$w(t)$ = *wavelet*;

$r(t)$ = reflectividade;

$n(t)$ = ruído.

Assumindo que a componente de ruído é nula, a equação anterior é simplificada para:

$$s(t) = w(t) * r(t)$$

Dado que a série de reflectividade é representada por coeficientes de reflexão de cada amostra de tempo onde alguns podem ser nulos, e a *wavelet* por uma função temporal de atenuação, a convolução pode ser vista como a substituição de cada coeficiente de reflexão por uma versão escalada da *wavelet* e ao qual é somado o resultado.

Outra fórmula do traço sísmico é a sua representação no domínio da frequência (f), considerando para tal transformadas de *Fourier*:

$$S(f) = W(f) * R(f)$$

com:

$S(f)$ = transformada de *Fourier* de $s(t)$

$W(f)$ = transformada de *Fourier* de $w(t)$

$R(f)$ = transformada de *Fourier* de $r(t)$

A partir das impedâncias acústicas é possível adquirir coeficientes de reflexão de incidência normal. As séries de coeficientes de reflexão descritas como função da *wavelet* e da impedância acústica variam de acordo com as heterogeneidades da Terra, e são um conceito fundamental para a inversão de dados sísmicos.

Como referido anteriormente a impedância acústica de um meio geológico é resultado da multiplicação de duas propriedades da rocha – densidade e velocidade. Neste caso de estudo, apenas se abordará a impedância resultante da propagação de ondas sísmicas P, assim a impedância acústica vem:

$$IA = \rho \cdot V_p$$

Onde V_p é a velocidade das ondas P e, ρ a densidade do material atravessado. A impedância acústica expressa-se nas unidades $g/cm^3 \times m/s$.

A série de reflectividades (r_i) pode ser calculada com base na seguinte relação:

$$r_i = \frac{IA_{i+1} - IA_i}{IA_{i+1} + IA_i}$$

Onde, IA representa a impedância acústica e, $i + 1$ e i referem-se as duas camadas consecutivas numa sequência estratigráfica. Ou seja, é possível recuperar os coeficientes de reflexão a partir de uma série de IA, dividindo o conjunto de diferenças entre duas IA consecutivas pela soma dessas mesmas diferenças, nas localizações referidas.

A *wavelet* utilizada para a convolução de um traço é normalmente extraída a partir do pacote de dados sísmicos disponíveis pela campanha de aquisição, através de um processo designado desconvolução. Esta técnica é aplicada em locais onde a série de coeficientes de reflexão possa ser calculada a partir dos dados dos poços. Este trabalho não se ocupou da extracção da *wavelet* a partir dos dados sísmicos, pois além de não fazer parte dos objectivos propostos, o conjunto de dados utilizado já continha a *wavelet* calculada e calibrada para os mesmos.

2.3 METODOLOGIA PROPOSTA

Para a modelação de impedâncias acústicas e da porosidade em reservatórios de petróleo, amostrados por sísmica 3D e alguns poços, a metodologia adoptada divide-se em quatro etapas principais e encontra-se sintetizada na figura 2.3:

- (1) Gerar uma imagem de IA determinista e determinar os respectivos coeficientes de reflexão traço a traço (solução óptima);
- (2) Aplicar uma versão modificada do algoritmo de simulação e co-simulação sequencial directa para simular a IA condicionada aos coeficientes de reflexão calculados a partir da imagem determinista, e às IA observadas nos poços;
- (3) Validar os resultados obtidos, nomeadamente no que respeita à correlação entre a sísmica real e a sísmica sintética obtida por convolução das imagens simuladas de IA com a *wavelet* ajustada;
- (4) Gerar imagens de porosidade por co-simulação sequencial directa (Co-SSD) com as imagens simuladas de IA.

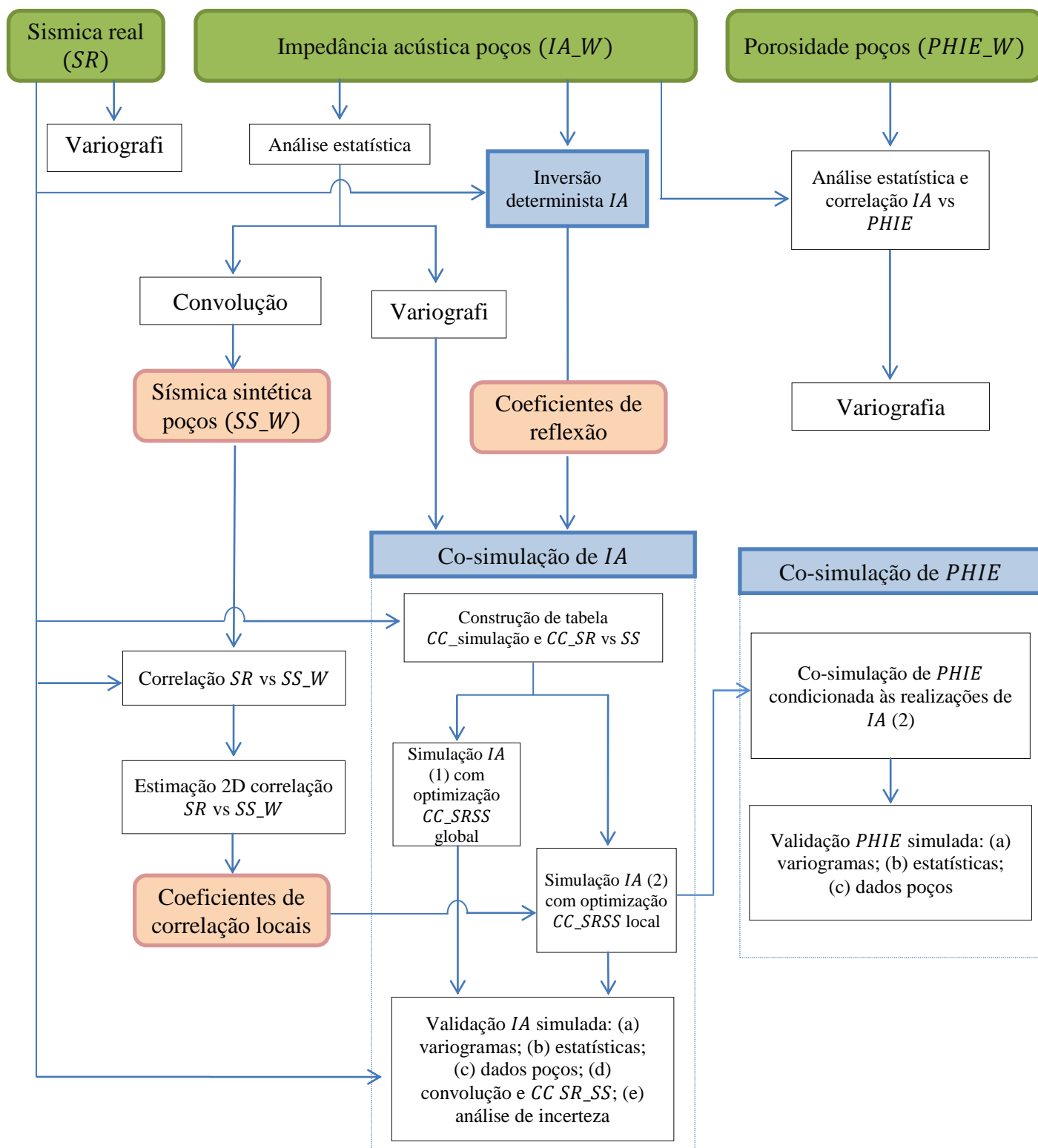


Figura 2.3 – Fluxograma de metodologia adoptada

No desenvolvimento do trabalho utilizou-se um pacote de dados de um reservatório carbonatado de demonstração, que inclui um cubo de sísmica, dez poços, uma *wavelet* e dois horizontes estratigráficos. Cada um dos poços contém *logs*, que incluem informação de densidade, velocidade, impedância acústica P (IA) e porosidade. O trabalho experimental tem início a partir do cubo sísmico e dos dados de IA e porosidade disponíveis nos *logs* dos poços.

A primeira etapa resume-se ao cálculo de um cubo de IA determinista. Para isso, utilizaram-se a sísmica disponível (sísmica real) e os dados de poço (**informação principal**). A partir deste cubo de IA calcularam-se os coeficientes de reflexão traço a traço, que têm o papel de **informação secundária** na aplicação do algoritmo de simulação proposto.

A fase seguinte do trabalho experimental inicia-se com o cálculo dos coeficientes de correlação entre os dados dos poços e o cubo de sísmica real na localização dos poços (cada poço / localização gera um valor de correlação). Estes coeficientes de correlação permitem: (1) estimar um coeficiente de correlação global médio a utilizar na co-simulação, para que se garanta o mesmo grau de aproximação entre a sísmica sintética calculada a partir dos valores de IA dos poços, e a sísmica real homóloga; e (2) estimar por krigagem o mapa 2D de coeficientes de correlação locais que constitui informação para um segundo cenário de condicionamento. Estes coeficientes de correlação quantificam a componente do ruído na equação de convolução devido: (1) à qualidade da sísmica propriamente dita; (2) à qualidade do ajustamento da *wavelet*. Assim, estas correlações representam, localmente, o objectivo a atingir pelo modelo final de IA.

A etapa seguinte e a principal é a simulação das IA propriamente ditas. Na simulação das IA testaram-se dois cenários, um onde os resultados são otimizados para um coeficiente de correlação médio e global e outro onde os resultados são otimizados para o mapa 2D de coeficientes de correlação descrito no parágrafo anterior.

Para fazer a simulação das IA, condicionadas a um cubo de coeficientes de reflexão (da imagem determinista, por isso com características médias) foi desenvolvida uma variante da simulação e co-simulação sequencial directa (Soares, 2001) porque no condicionamento a informação secundária intervém de forma indirecta, isto é via coeficientes de reflexão que dizem respeito a transições entre sequências de IA. Esta variante da Co-SSD, constitui a principal inovação e será detalhada numa secção própria. Refira-se ainda que esta fase é precedida de testes ou calibração dos coeficientes de correlação. A validação das realizações é

feita através da análise e comparação dos estatísticos, dos variogramas, da correlação entre a sísmica sintética e a sísmica real, assim como através da avaliação do espaço de incerteza.

As vantagens desta metodologia são: (1) **eficiência** – para obter uma imagem simulada de IA apenas é necessário fazer uma simulação; (2) **exploração eficaz do espaço de incerteza** – porque a simulação é parcialmente condicional aos coeficientes de reflexão obtidos com a imagem determinista, e não à IA determinista propriamente dita; (3) **respeita as características genéricas de uma simulação** – histograma dos dados, variograma e os dados reais nos blocos que contactam a localização dos poços.

A última fase deste trabalho é a modelação da porosidade condicionada às imagens simuladas de IA. Os dados de porosidade têm origem nos *logs* dos poços e a simulação é condicionada às realizações de IA optimizadas com coeficientes de correlação locais. Os resultados da porosidade são validados através dos estatísticos obtidos, dos variogramas e dos dados dos *logs*.

O cubo de IA determinista foi construído com recurso ao *software OpendTect®* da *dGB Earth Sciences*, a modelação geoestatística dos dados foi realizada utilizando o *software geoMS – Geostatistical Modeling Software* (Alexandre e Almeida, 1998) e a inversão sísmica estocástica recorreu à utilização de um algoritmo modificado e adaptado da versão paralelizada da SSD (Nunes e Almeida, 2010).

2.4 INVERSÃO SÍSMICA

2.4.1 INVERSÃO DETERMINISTA

Grande parte dos métodos de inversão sísmica baseia-se em três pontos fundamentais: (1) no modelo convolutivo da série de coeficientes de reflexão dos dados experimentais com a *wavelet* conhecida; (2) na comparação do traço sísmico modelado ou sintético e o traço sísmico observado ou real e (3) na actualização do conjunto de coeficientes de reflexão, para minimizar a diferença entre o traço sintético e o real.

Segundo Francis e Hicks, 2006, uma boa definição para a inversão sísmica determinista é esta ser considerada como a melhor estimação possível dos dados a serem invertidos. O principal objectivo de uma metodologia de inversão sísmica determinista é encarregar-se da minimização das diferenças entre a convolução da *wavelet* com a série de reflectividades e o traço sísmico observado – **função objectivo**. Alguns exemplos conhecidos incluem, para o

cumprimento da função objectivo, regressões lineares e procedimentos geoestatísticos como a krigagem.

Assim como a quantificação do erro, podem ser adicionadas à função objectivo outros constrangimentos ou condições como, por exemplo, um modelo geológico conceptual / inicial. Estas restrições são utilizadas para reduzir o problema de a solução do modelo de inversão ser considerada não única (do ponto de vista das IA não dos coeficientes de reflexão), fornecendo informação extra que não está condicionada aos dados a inverter.

Entre os vários algoritmos destinados a gerar uma imagem determinista, considerou-se neste trabalho o que tem a designação de inversão sísmica generalizada (*Global Linear Inversion – GLI*) e que por ter sido utilizado neste trabalho descreve-se de forma mais detalhada.

A inversão sísmica generalizada (GLI) é, segundo Cooke e Cant, 2010, a técnica de inversão determinista mais utilizada. A GLI implica que seja fornecido *a priori* um modelo inicial das propriedades geológicas via IA. Ao longo de iterações, esse modelo é refinado através da convolução, para produzir um modelo de sísmica sintética que coincida com os dados da sísmica observada. A inversão sísmica generalizada apenas devolverá como solução um único modelo de IA para cada traço ou conjunto de traços a serem invertidos, posto isto, a GLI será sempre um método determinista para a inversão sísmica.

O modelo de IA é parametrizado usando blocos de IA em camadas. Para cada camada do modelo são definidos dois parâmetros: (1) um relativo à IA da camada e (2) outro que descreva a espessura da mesma. Ambos os parâmetros estarão presentes como *inputs* no modelo inicial e como *outputs* no modelo final de IA.

O objectivo deste algoritmo GLI é actualizar estes parâmetros, para que um traço sintético obtido a partir do modelo inicial coincida com o traço de sísmica observado. O algoritmo GLI pode resumir-se ao diagrama seguinte (figura 2.4):

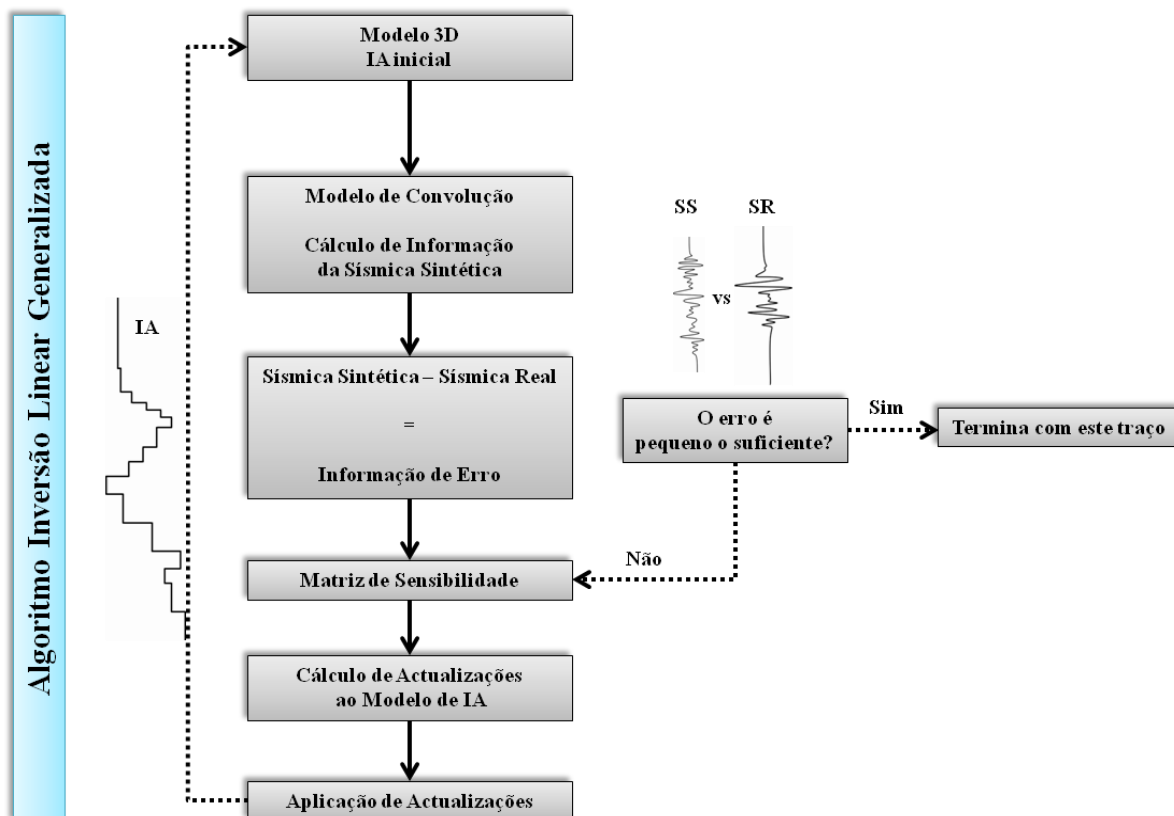


Figura 2.4 – Fluxograma ilustrativo do algoritmo GLI de inversão determinista (Cooke e Cant, 2010)

O modelo de IA inicial funciona como primeira estimativa e por isso pode conter erros. Para este modelo inicial, são calculados os coeficientes de reflexão e aplicada a operação de convolução entre estes e a *wavelet* obtendo-se a primeira sísmica sintética

A próxima etapa da GLI é subtrair o traço sísmico sintético ao traço real. O resultado desta diferença é designado por erro do traço. Depois de calculado o erro, o algoritmo procura uma condição de saída do processo iterativo. Este passo pode resumir-se a uma questão: será o erro suficientemente pequeno? Se sim, então o traço é seleccionado; se não, o algoritmo prossegue e calcula uma matriz de sensibilidade que explora a relação entre cada parâmetro do modelo de IA e o traço sintético actual.

Matematicamente, esta etapa consiste no cálculo das derivadas parciais do traço sintético actual em relação a cada parâmetro do modelo de IA – valores de espessura e impedância para camada de blocos do modelo. Cada derivada parcial constitui um traço ou um vector. O conjunto de vectores forma uma matriz – matriz de sensibilidade – que tem m linhas e n colunas, onde m é o número dados do traço sísmico a ser invertido e n é o número de parâmetros do modelo de IA.

O procedimento seguinte do algoritmo é o cálculo de actualizações ou correcções do modelo de impedâncias utilizando o erro do traço (calculado anteriormente) e a matriz de sensibilidade. Estas actualizações surgem a partir de uma aproximação linear da série de *Taylor* ao modelo convolutivo (Cooke e Cant, 2010):

$$F(I) - F(IG) = \text{erro do traço} = \frac{\partial F(IG)}{\partial (IG)} (I - IG)$$

Onde:

- I , é o vector desconhecido dos parâmetros que descrevem o modelo de impedâncias real;
- IG , o ponto de partida definido pelo utilizador para que I seja iterativamente melhorado ao longo da inversão;
- F , o algoritmo do modelo de convolução do traço sísmico.
- $\frac{\partial F(IG)}{\partial (IG)}$, é a matriz de sensibilidade;
- $(I - IG)$, o vector de actualizações ou correcções do modelo de IA ;

Uma vez calculado $(I - IG)$, o resultado desejado é:

$$I = IG + (I - IG)$$

Na maior parte dos casos, não existe uma única solução para esta equação, pelo que o erro quadrático é uma técnica utilizada para resolver os cálculos das correcções de impedâncias do modelo. Além da nota anterior, e uma vez que se trata de uma aproximação linear da série de *Taylor*, esta deve ser resolvida de uma forma iterativa.

Cada corrida do algoritmo GLI de inversão (figura 2.4) termina com a adição de actualizações de impedâncias acústicas ao modelo actual. Este ciclo / iteração repete-se até que se obtenha a convergência entre os traços sintéticos e os observados, para que o erro do traço seja menor ou igual a uma tolerância previamente definida (próxima de zero). O algoritmo é executado para todos os traços até que todo o volume seja invertido (Cooke e Cant, 2010).

A problemática da presença de frequências altas e baixas no modelo final e a exclusividade de uma solução da IA são questões importantes no desenvolvimento de inversões deterministas como a GLI. Contudo, estas questões são válidas não só para métodos deterministas mas também quando se trata um modelo único obtido a partir de procedimentos estocásticos. A questão coloca-se para ambos porque, tanto a GLI como um método de inversão estocástica

compreendem diferenças entre as frequências do modelo inicial e o conjunto de dados sísmicos que se pretende inverter.

Os problemas das frequências abaixo da largura de banda da sísmica observada são ultrapassados na GLI com a construção do modelo inicial de IA. A partir do perfil de impedâncias medidas nos poços é possível obter o conjunto de frequências baixas não registado pela sísmica. Como o modelo inicial de IA é construído à custa de um condicionamento aos poços, este problema é minimizado ao longo das diversas corridas do algoritmo apresentado. Acresce ainda que o modelo final é gerado por co-simulação e é condicionado ao variograma dos dados dos poços pelo que este problema é minimizado em duas etapas.

2.4.2 INVERSÃO ESTOCÁSTICA

A inversão sísmica estocástica define-se resumidamente, por ser um método de geração de n realizações equiprováveis de propriedades petrofísicas (impedância acústica e elástica), recorrendo aos dados dos poços e à informação sísmica entre localizações de poços, com o principal objectivo de quantificar a incerteza dessas propriedades (Azevedo et al., 2012).

A inversão sísmica é descrita como sendo não única, o que significa que existem diferentes soluções possíveis para modelos de IA. Ou seja, existem diferentes soluções aceitáveis para que a convolução da série de reflectividades com a *wavelet* combine com a sísmica observada. Uma metodologia estocástica procura todas as possíveis e aceitáveis soluções para a impedância acústica ou os estatísticos que representem todos os modelos aceitáveis de IA. Segundo uma visão estocástica do problema, a questão da não exclusividade das soluções, é tida como o conjunto de realizações em que a média desse conjunto de imagens é o valor expectável para determinada variável, neste caso a IA. É a média do conjunto de realizações obtidas por um método estocástico que se espera quando se utiliza um método determinista para o cálculo de IA (Francis, 2005, Cooke e Cant, 2010).

Algumas técnicas de inversão sísmica estocástica, à semelhança de outros tipos de inversão, integram a informação vertical a pequena escala presente nos *logs* dos poços, com informação mais densa proveniente da aquisição dos dados sísmicos, para criar um modelo de alta resolução das propriedades do meio utilizando algoritmos geoestatísticos. Entre estes ainda se consideram dois grupos importantes: inversão traço-a-traço e inversão global. Estas metodologias foram abordadas por diferentes autores: inversão estocástica traço-a-traço (Bortoli et al., 1993), inversão estocástica global, (Soares et al., 2007, Caetano, 2009). Podem

ser utilizados métodos geoestatísticos de simulação sequencial (ex. simulação sequencial *Gaussiana* (SSG) ou a simulação sequencial directa (SSD). A título de exemplo, o trabalho de Francis e Hicks, 2006, descreve pormenorizadamente uma metodologia de inversão sísmica com recurso à SSG. Após cada simulação são calculados os traços sintéticos, e comparados com os traços reais e assim estes são aceites ou recusados.

A inversão estocástica global (*Global Stochastic Inversion* - GSI) baseia a sua abordagem nas seguintes etapas (Soares et al., 2007, Caetano, 2009):

- (1) Simulação de um conjunto de p imagens por SSD de valores de IA em cada traço ou célula de um modelo 3D condicionada aos dados dos poços e aos padrões de continuidade espacial revelados pelos variogramas;
- (2) Convolução dos valores das p imagens de IA obtidos em (1) com a *wavelet* conhecida, em amplitudes que constituem o sismograma sintético, e geração dos respectivos traços de sísmica sintética que podem ser comparados com a sísmica real.
- (3) Cálculo dos coeficientes de correlação entre cada cubo de sísmica sintética e o cubo de sísmica real;
- (4) Construção de uma imagem compósita de IA que junte os melhores traços de IA das p imagens simuladas;
- (5) Co-simulação de um novo conjunto de p imagens por Co-SSD de valores de IA em cada traço ou célula de um modelo 3D condicionada à imagem compósita obtida em (4), aos dados dos poços e aos padrões de continuidade espacial revelados pelos variogramas.

Repetições das etapas (2) a (5) até os coeficientes de correlação atingirem o valor pretendido.

Em síntese, este método tem como objectivo minimizar os desvios entre os traços sísmicos designados por sintéticos, através da convolução com a *wavelet*, e a sísmica real. Os traços de IA correspondentes aos menores desvios são retidos como a melhor solução em cada iteração (etapas 2 a 5). Este algoritmo pode ser aplicado com a variante dos coeficientes de correlação serem calculados não traço a traço mas para sub-traços com a consequente adaptação na construção da imagem compósita. A sua execução tem como resultado um conjunto de imagens que está de acordo com o paradigma da inversão estocástica.

Para os resultados equiprováveis pode ser calculada a variância dos resultados como uma medida de incerteza local e global. Nos locais onde a variância for elevada, a incerteza é elevada caso contrário a incerteza será menor.

É ainda importante lembrar que a realidade apresenta uma variabilidade espacial máxima e que a amostragem nos poços é que em parte captura esta variabilidade, que é muito superior à resolução da sísmica.

2.5 MODELAÇÃO GEOESTATÍSTICA

A geoestatística destaca-se pelo contributo na modelação de fenómenos espaciais. Os modelos geoestatísticos ocupam-se da caracterização da distribuição espacial de uma grandeza, sua quantificação e avaliação da incerteza associada, através de processos aleatórios que definam o conjunto de dados experimentais (Soares, 2006).

No contexto do formalismo geoestatístico, os dados amostrais são considerados como resultantes de processos aleatórios de variáveis regionalizadas. Segundo Matheron, 1971, um determinado fenómeno disperso na natureza e que exhibe uma certa estrutura espacial, deve ser considerado regionalizado. Se (x) representar o valor no ponto x da característica f do fenómeno em estudo, então (x) é uma variável regionalizada.

As ciências da Terra oferecem inúmeros fenómenos espaciais estruturados (ex: jazigos minerais, reservatórios de petróleo, aquíferos) e estes têm duas características em comum: distinguem-se no espaço de um modo não aleatório exibindo uma estrutura; e a informação disponível (amostras ou observações) é na sua maioria discreta e escassa, fazendo com que tenham uma certa incerteza associada. Estes dois factores são a razão da aplicação de modelos probabilistas e da geoestatística em geral (Soares, 2006).

Os dados geofísicos (x_i) , são normalmente considerados variáveis aleatórias. As ocorrências de (x_i) estão normalmente associados a um conjunto de valores possíveis para a variável $Z(x_i)$ no ponto x_i , que quando definidos numa determinada área designam-se por função aleatória $Z(x)$. A geoestatística ocupa-se da estimativa da variação regionalizada em várias direcções para se obter uma função densidade de probabilidade que governe a ocorrência dessa variável. No estudo do comportamento das variáveis regionalizadas são ferramentas fundamentais: o variograma e a krigagem.

2.5.1 VARIOGRAFIA E AJUSTE DO MODELO TEÓRICO

Para estudar determinado fenómeno regionalizado não é suficiente analisar os estatísticos básicos dos dados experimentais, mas também quantificar a sua continuidade espacial. Para a avaliação da continuidade espacial o elemento mais utilizado é o biponto. O biponto é

definido por um vector h (passo), que separa um par de pontos, permitindo avaliar como uma variável se distribui nas diferentes direcções do espaço (Soares, 2006). A vasta aplicação do biponto na análise da continuidade espacial de um fenómeno, deve-se a este ser um elemento estruturante, uma vez que o conhecimento de um fenómeno tem origem num conjunto de observações ou amostras, normalmente discretas, limitadas e muitas vezes escassas.

Dada uma determinada característica quantitativa (x), os diagramas de representação dos pares de pontos (x) vs ($x + h$), calculados com base no biponto para diferentes valores de h , são dos estatísticos que contêm informação mais rica sobre a continuidade espacial de (x). O cálculo desses diagramas, com base no biponto, para diferentes passos de h , contém quase a totalidade de informação disponível relativa ao grau de dispersão/continuidade da variável (x). No entanto para uma melhor interpretação é necessário sintetizar aquelas nuvens em instrumentos que, resumindo a sua dispersão, permitem visualizar a sua evolução com h . Assim, a continuidade espacial de (x) pode ser medida, para vários valores de h , pelo estimador do variograma (ou semi-variograma):

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{\alpha=1}^{N(h)} (Z(x_{\alpha}) - Z(x_{\alpha} + h))^2$$

em que (h) é o número de pares de pontos para cada valor de h (Soares, 2006).

Associados à análise de variogramas estão os seguintes conceitos:

- Amplitude (**a**) – Distância à qual o variograma atinge o patamar. É a distância máxima de correlação entre as amostras.
- Patamar (**C**) - Corresponde ao valor do variograma ao qual atinge a amplitude. Representa a variância da variável em estudo e reflecte a sua dispersão.
- Efeito Pepita (**C_0**) – Apesar do valor do variograma para $h = 0$ ser precisamente 0, diversos factores como erros de amostragem e variabilidade a pequena escala podem ser causa de disparidade entre dados separados por pequenos h . Quantifica a variabilidade a uma escala inferior à da amostragem.

Uma vez calculados os valores dos variogramas para diferentes passos de h , com base num conjunto de amostras de uma determinada área, é necessário modelá-los por uma função geral e representativa, o que significa ajustá-los por uma curva atenuada média, função de um número reduzido de parâmetros que quantifiquem a continuidade espacial de $Z(x)$. Ajustar

o variograma através de uma curva média é inferir um andamento de (h) representativo para toda a área e para toda a gama de valores de h , a partir dos valores conhecidos experimentalmente.

Esta etapa é extremamente importante, pois é nesta fase que se faz a síntese das características espaciais do fenómeno espacial num modelo único e coerente de variograma (Soares, 2006).

Existem inúmeras funções que podem sintetizar os pontos experimentais de um variograma, contudo a prática de ajuste de um modelo teórico está limitado a um restrito número de funções definidas *a priori* positivas. Os modelos esférico e exponencial são as funções que normalmente cobrem a maior parte das situações de dispersão de fenómenos espaciais naturais e que fornecem soluções estáveis que mais tarde serão usadas na estimação / simulação.

2.5.2 ESTIMAÇÃO POR KRIGAGEM

A estimação é um método de análise geoestatística que permite inferir por interpolação valores de variáveis em localizações que não foram amostradas.

O estimador geoestatístico é denominado por krigagem (Soares, 2006). De entre os métodos de estimação não-estacionários disponíveis, o mais usual é a krigagem, normal.

2.5.2.1 Krigagem normal

A krigagem normal ou ordinária é um estimador linear geoestatístico, que estima os valores mais prováveis numa localização x_0 , definido pela expressão:

$$Z(x_0)^* = \sum_{j=1}^N w_j Z(x_j), \text{ com } j = 1, 2, \dots, N$$

Sendo $(x_0)^*$ o ponto com o valor a estimar, w_j , o ponderador e os pontos com valor conhecido. Este estimador é uma combinação linear do conjunto de N valores, vizinhos de $x_0 - Z(x_j)$ que, idealmente, cumpre dois critérios em relação ao erro de estimação, $\mathcal{E}(x_0) = Z(x_0)^* - Z(x_0)$, são eles:

- O não enviesamento – Erro de estimação igual a zero, $E(\mathcal{E}(x_0)) = 0$. Espera-se que o erro seja nulo, ou muito próximo de zero, uma vez que essa igualdade (media do erro=0) não é garantida;
- Variância do erro de estimação mínima, $\min(\text{var}(\mathcal{E}(x_0)))$. Ou seja, dentro do possível é necessário garantir que o erro quadrático seja mínimo.

A estimação apresenta tradicionalmente algumas limitações de que se destaca a dificuldade em caracterizar a incerteza e a não reprodução da variabilidade dos dados originais.

2.5.3 SIMULAÇÃO GEOESTATÍSTICA

A simulação estocástica ou geoestatística ocupa-se da geração de imagens que reproduzam as características do fenómeno em estudo, tais como, a variabilidade do conjunto de amostras, a lei de distribuição da variável em estudo e a continuidade espacial. O que significa que as características dos dados experimentais, reveladas pelo histograma dos dados e o variograma, estarão presentes no modelo final de impedâncias acústicas. A simulação estocástica é considerada como um conjunto de tarefas – algoritmo – capazes de gerar modelos numéricos que representem a distribuição espacial de uma dada variável (Nunes, 2008, Soares, 2006).

Um modelo de simulação tem por objectivo que a imagem simulada traduza a variabilidade do fenómeno em estudo com o recurso a dois estatísticos: a função distribuição de $Z(x)$ – $F_Z(z) = \text{prob}\{Z(x) < z\}$ e o variograma $\gamma(h)$, que garante a frequência das diferentes classes do histograma e que reproduz a continuidade espacial de $Z(x)$, respectivamente (Soares, 2006).

Considerando, o conjunto de valores simulados $Z^s(x)$, o conjunto de n valores experimentais $Z(x_\alpha)$, $\alpha = 1, \dots, n$, o variograma dos valores experimentais $\gamma(h)$ e $\gamma^s(h)$ o variograma dos valores simulados, o modelo numérico simulado deve cumprir com o seguintes requisitos:

- (1) Histograma dos dados: $z: \text{prob}\{Z(x_\alpha) < z\} = \text{prob}\{Z^s(x) < z\}$;
- (2) O variograma dos dados: $\gamma(h) = \gamma^s(h)$;
- (3) Coincidência espacial dos valores dos dados com os valores simulados: $Z(x_\alpha) = Z^s(x_\alpha)$.

A simulação sequencial é uma família de algoritmos de reprodução de imagens equiprováveis baseada na aplicação sequencial e repetida da relação de Bayes (Nunes, 2008, Soares, 2006).

$$F(Z_1, Z_2, Z_3, \dots, Z_N) = F(Z_1)F(Z_2|Z_1)F(Z_3|Z_1, Z_2) \dots F(Z_N|Z_1, Z_2, \dots, Z_{N-1})$$

Considere-se uma função conjunta de N variáveis aleatórias e n valores condicionantes experimentais:

$$F(N) = (Z_1, Z_2, Z_3, \dots, Z_N) | (n)$$

De acordo com a relação de *Bayes*, $F(N)$ pode ser simulada em N etapas consecutivas, e com a aplicação de n incrementos condicionante à informação. Todo o processo pode resumir-se da seguinte forma:

1. Simulação de um valor z_1 a partir da função de distribuição cumulativa $F(Z_1 | (n))$ e segundo um percurso aleatório. Assim que simulado, este é considerado como incremento condicionante aos seguintes passos da simulação, passando de n a $n + 1$: $n + z_1$;
2. Simulação de um novo valor, z_2 , através da distribuição cumulativa $F(Z_2 | (n + 1))$ com base nos $(n + 1)$ valores condicionantes. Com a simulação de z_2 a informação condicionante aumenta de $(n + 1)$ para $(n + 2)$: $(n + 1) + z_2$;
3. Repetição deste processo sequencial até simuladas N variáveis.

O conjunto de N variáveis aleatórias $Z_1, Z_2, Z_3, \dots, Z_N$ podem representar a mesma grandeza, referenciada no espaço nas N possíveis posições da área A . Ao considerar n valores condicionantes, a função conjunta das N variáveis aleatórias fica:

$$F(N) = (Z(x_1), Z(x_2), Z(x_3), \dots, Z(x_N) | (n)).$$

Para a aplicação do algoritmo de simulação sequencial é obrigatório o conhecimento das N funções de distribuição cumulativa condicionais:

$$\begin{aligned} & Prob\{ Z(x_1) < z | (n) \} \\ & Prob\{ Z(x_2) < z | (n + 1) \} \\ & Prob\{ Z(x_3) < z | (n + 2) \} \\ & \vdots \\ & Prob\{ Z(x_N) < z | (n + N - 1) \} \end{aligned}$$

O principal problema na aplicação do algoritmo de simulação sequencial reside na dificuldade de obter estas funções em casos práticos. Segundo (Soares, 2006) são propostos dois algoritmos geoestatísticos para a estimação destas distribuições condicionais. É utilizada a

krigagem da indicatriz e a krigagem multigaussiana para a simulação sequencial da indicatriz (SSI) e para a simulação sequencial *Gaussiana* (SSG), respectivamente. Soares, 2001, propõe a estimação por krigagem simples para aplicação à simulação sequencial directa (SSD) modelo utilizado neste trabalho para a geração de um cubo estocástico de IA.

A utilização de uma metodologia do tipo *Monte Carlo* faz com que a geração de cada valor simulado num ponto seja aleatória, assim como, a sequência de simulação dos N nós. Isto garante que haja independência entre as diferentes realizações do algoritmo. Todas as imagens geradas pela simulação sequencial são equiprováveis, respeitam o histograma condicionante e os dados originais, tornando-as imagens simuladas válidas (Nunes, 2008).

2.5.4 SIMULAÇÃO SEQUENCIAL DIRECTA

O modelo de simulação sequencial directa (SSD) é um método que não necessita de qualquer transformação da variável original, o que consiste numa forte vantagem em relação aos outros métodos de simulação sequencial. No caso da simulação sequencial *Gaussiana*, quando um histograma é bastante assimétrico, os variogramas da variável experimental dificilmente são reproduzidos nas imagens simuladas, este facto agrava-se quando se utilizam variáveis secundárias, que também elas têm de ser transformadas (Nunes, 2008, Soares, 2006).

A ideia da SSD surgiu com (Journel, 1994); (Caers, 2000), com base no desenvolvimento da ideia de que se as leis de distribuição locais são centradas no estimador de krigagem simples com variância condicional local igual à variância de krigagem, então as covariâncias espaciais ou variogramas são necessariamente reproduzidos nos mapas finais simulados. Todavia subsistia a questão da reprodução do histograma da variável.

Soares, 2001, desenvolveu um algoritmo de SSD utilizando as médias e variâncias locais estimadas por krigagem simples para re-amostrar a lei de distribuição e não para definir as leis de distribuição locais, à semelhança do modelo da SSG. Na prática, ocorre uma re-amostragem da função de distribuição global, $F_Z(z)$, de forma a obter uma nova função, $F'_Z(z)$, com intervalos centrados na média local e com uma amplitude proporcional à variância condicional local, estes dois parâmetros são estimados através da krigagem simples (Soares, 2001, Soares, 2006):

$$(z(x_0))^* - m = \sum_{\alpha} \lambda_{\alpha} (z(x_{\alpha}) - m)$$

Um modo de se definir os intervalos e gerar $z^s(x_0)$ a partir de $F'_Z(z)$ é seleccionar um subconjunto de n valores contíguos $z(x_i)$ do histograma experimental global cuja média e variância, dos valores seleccionados, seja igual ao estimador (krigagem simples) da média local $(z(x_0))^*$ e à variância de estimação $\sigma_{ks}^2(x_0)$, respectivamente:

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z(x_i) = (z(x_0))^* \quad e \quad \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (z(x_i) - (z(x_0))^*)^2 = \sigma_{ks}^2(x_0)$$

Uma outra forma de definir a nova função é utilizar uma lei de distribuição Gaussiana, mas é de salientar que esta transformada Gaussiana é apenas utilizada para re-amostrar os intervalos da lei de distribuição global.

Concretamente, o algoritmo de simulação sequencial directa, aplicado a uma variável $Z(x)$ em N nós de uma área A , pode ser definido da seguinte forma (Soares, 2001):

- (1) Definir um percurso aleatório que cubra toda a área a simular passando por todos os nós x_0 ;
- (2) Estimação da média e variância local de x_0 , identificada, respectivamente, com o estimador da krigagem simples $(z(x_0))^*$ e a variância de estimação $\sigma_{ks}^2(x_0)$, condicionadas aos valores experimentais $z(x_i)$ e aos valores previamente simulados $z^s(x_i)$;
- (3) Definição do intervalo $F_Z(z)$ a ser re-amostrado tendo por base a distribuição Gaussiana: $G((y(x_0))^*, \sigma_{ks}^2(x_0))$, em que $(y(x_0))^* = \varphi((z(x_0))^*)$;
- (4) Geração de um valor simulado $z^s(x_0)$:
 - a. Geração de um valor p de uma distribuição uniforme $U(0,1)$;
 - b. Geração de um valor y^s de $G((y(x_0))^*, \sigma_{ks}^2(x_0))$:

$$y^s = G^{-1}((y(x_0))^*, \sigma_{ks}^2(x_0), p);$$

- c. Cálculo do valor simulado $z^s(x_0) = \varphi^{-1}(y^s)$.

- (5) Retorno a 1 até todos os nós estarem simulados.

2.5.5 CO-SIMULAÇÃO SEQUENCIAL DIRECTA

A SSD pode ser aplicada à simulação de variáveis secundárias (Soares, 2001). Depois de obtidas por simulação sequencial directa as imagens de $Z_1(x)$, o algoritmo é aplicado a $Z_2(x)$,

assumindo uma das imagens simuladas como informação secundária e com uma correlação espacial entre $Z_1(x)$ e $Z_2(x)$ caracterizada por um coeficiente de correlação.

Os valores de $Z_2(x)$ são gerados, em qualquer localização espacial x_0 , a partir de leis de distribuição condicionais aos valores previamente simulados de $Z_2(x)$ e $Z_1(x)$. As leis de distribuição condicionais $F_Z(Z_2(x_0) | Z_2(x_\alpha) = z_2(x_\alpha), Z_1(x_i) = z_1^s(x_i), i = 1, N)$ são definidas, para qualquer localização x_0 , a partir das médias e variâncias locais $(z_2(x_0))^*$ e $\sigma_{ks}^2(x_0)$, que são obtidas por co-estimação de $z_2(x_0)$ com base nos valores $z_2(x_\alpha), z_1^s(x_i), i = 1, N$.

Assim, o mesmo algoritmo definido anteriormente, é utilizado para a simulação de variáveis considerando informação secundária, recorrendo, agora, ao estimador krigagem simples com informação secundária. Para o desenvolvimento deste estudo o estimador de krigagem simples utilizado foi a cokrigagem co-localizada.

2.5.5.1 Cokrigagem simples co-localizada com coeficientes de correlação globais

Se existir uma variável secundária $Z_2(x)$ considerada superabundante em relação à variável principal $Z_1(x)$, o modelo de estimação tem a capacidade de incorporar ambas, desde que exista correlação espacial entre $Z_1(x)$ e $Z_2(x)$. A relação entre os dados principais e secundários é medida pelo coeficiente de correlação $\rho_{Z_1;Z_2}$.

A cokrigagem simples co-localizada ultrapassa os problemas da diferença de densidade amostral entre as duas variáveis, utilizando apenas para a estimação o valor da variável auxiliar localizada sobre o ponto que se pretende estimar (Nunes, 2008).

Para aplicar o estimador, a variável $Z_2(x)$ tem de ser transformada para a média e variância da variável principal $Z_1(x)$.

$$Z(x_0)_{cks}^* = m_{global} + \sum_{\alpha=1}^N \lambda_\alpha (Z_1(x_\alpha) - m_{global}) + \lambda_s (Z_2(x_0) - m_{global})$$

2.5.5.2 Cokrigagem simples co-localizada com coeficientes de correlação locais

A correlação entre os dados principais e os dados secundários, é neste caso, incorporada por coeficientes de correlação que variam no espaço e não um geral. É necessário toda a informação de coeficientes de correlação nos N nós a simular.

2.6 ADAPTAÇÃO DO ALGORITMO DE CO-SIMULAÇÃO SEQUENCIAL DIRECTA PARA SIMULAÇÃO DA IMPEDÂNCIA ACÚSTICA

Esta adaptação do algoritmo original de SSD e Co-SSD está na base da nova metodologia de integração de dados sísmicos proposta neste trabalho e tem como objectivo gerar imagens equiprováveis de IA^s condicionadas a um cubo de coeficientes de reflexão (CR^d) calculado a partir de um cubo de IA obtido através de um método determinista de inversão sísmica (IA^d).

A utilização dos coeficientes de reflexão é justificada pela importância que estes têm na identificação de interfaces geológicas e na importância que têm na selecção de valores de IA. Na realidade, o mesmo coeficiente de reflexão pode ter associado diferentes pares de valores de IA, por isso, trabalhar os coeficientes de reflexão CR_{ijk}^d como variável auxiliar da simulação juntamente com a variável IA permite distribuir a confiança que se pode ter num cubo simulado de IA. A confiança passa a ser assumida pelas transições geológicas dadas pelos coeficientes de reflexão, e não apenas pela imagem determinista de impedâncias e os dados experimentais. O histograma dos dados originais de IA servirá para restringir o intervalo de valores de IA possíveis de obter ao longo da simulação e o variograma a coerência espacial dos resultados. **Como visto anteriormente, a solução determinista da inversão da IA é vista como a mais aceitável estimação de uma solução de CR sendo esta a premissa essencial do presente trabalho.**

A adaptação ao algoritmo tradicional de SSD e Co-SSD está relacionada com o facto de os coeficientes de reflexão locais dizerem respeito à relação entre pares de valores de IA numa sequência vertical, e envolve duas modificações essenciais:

- (1) Restrição do caminho aleatório que percorre todos os nós – Com excepção do primeiro nó no traço que é escolhido aleatoriamente, na simulação de cada nó x_{ijk} , o nó imediatamente acima (x_{ijk-1}) ou abaixo (x_{ijk+1}) já têm de ter sido simulados numa iteração anterior.

A título meramente ilustrativo, a figura 2.5 mostra um exemplo 2D de uma sequência admissível para uma malha de 10 por 5 nós na vertical. Os nós assinalados são o primeiro de cada traço e são simulados; os restantes são co-simulados. Na figura 2.6 mostra-se o mesmo resultado para um perfil correspondente ao reservatório estudado (a sequência de simulação varia entre o azul e o vermelho).

49	36	19	16	45	25	50	9	40	48
44	6	27	2	34	13	30	10	11	46
28	1	35	5	14	20	3	21	8	41
17	18	37	15	4	33	12	32	23	22
7	29	43	38	26	39	24	47	31	42

Figura 2.5 – Exemplo 2D de uma sequência admissível para uma malha de 10 por 5 nós na vertical

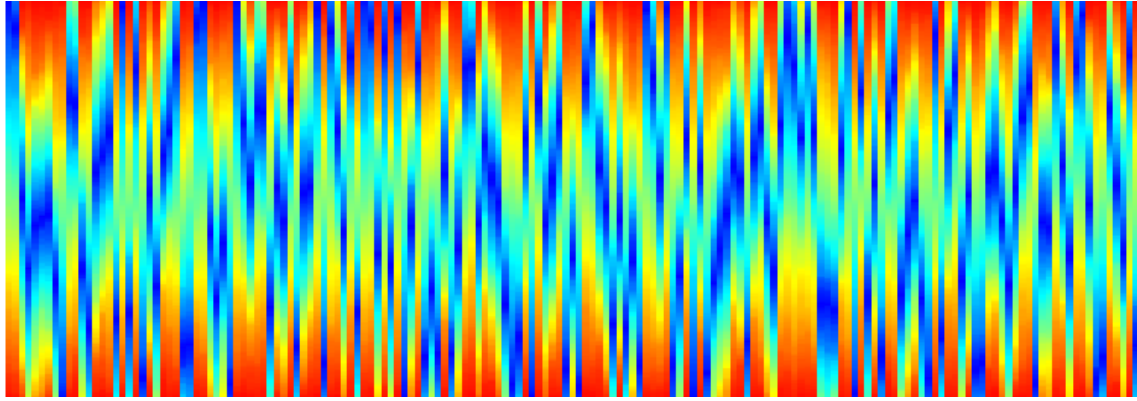


Figura 2.6 – Ilustração da sequência de simulação dos nós num perfil longitudinal

(2) Quando é simulado um nó x_{ijk} este pode:

- Ser o primeiro do traço e, neste caso, a simulação decorre normalmente (SSD) apenas condicionada à informação dos nós vizinhos resultando em IA_{ijk}^s .
- Se tiver um nó simulado no nível anterior ou no nível seguinte (IA_{ijk-1}^s ou IA_{ijk+1}^s), então calcula-se o valor óptimo condicional da impedância acústica IA_{ijk}^{opt} que tem em conta o valor simulado no nível anterior AI_{ijk-1}^s ou seguinte AI_{ijk+1}^s com os coeficientes de reflexão que foram obtidos pela imagem determinista:

$$CR_{ijk}^d = \frac{IA_{ijk+1}^d - IA_{ijk}^d}{IA_{ijk+1}^d + IA_{ijk}^d}$$

$$IA_{ijk}^{opt} = \frac{IA_{ijk+1}^s(1-CR_{ijk})}{CR_{ijk+1}} \text{ ou } IA_{ijk}^{opt} = \frac{IA_{ijk-1}^s(-1-CR_{ijk})}{CR_{ijk-1}}$$

Este valor óptimo da IA (IA_{ijk}^{opt}) é aquele que garante um coeficiente de reflexão exactamente igual ao do cubo de IA deterministas. Se fosse aplicado sequencialmente a todos os traços, permitiria gerar um cubo de IA com exactamente os mesmos coeficientes de reflexão da imagem determinista mas as IA seriam diferentes.

Ora, pretende-se também que os valores simulados de IA tenham uma componente de ruído, que é quantificada pelo coeficiente de correlação entre a sísmica real e a sísmica sintética obtida por convolução das IA simuladas.

Assim, após gerado o valor óptimo para o nó x_{ijk} (IA_{ijk}^{opt}), é feita uma co-simulação nesse nó onde o valor da informação secundária é precisamente IA_{ijk}^{opt} com um coeficiente de correlação, que pode ser local ou global (a estimação da média e variância locais é feita por co-krigagem simples colocizada). A informação secundária é assim construída em cada iteração, para cada nó a simular, e tem em conta o valor anterior ou seguinte já simulado no traço.

A quantificação deste coeficiente de correlação é uma questão muito importante, porque se for utilizado um valor muito alto (próximo de um) os desvios entre as IA (IA_{ijk}^{opt} e IA_{ijk}^s) serão quase nulos e então o coeficiente de correlação entre as sísmicas aproxima-se do que é obtido com a imagem determinista (normalmente muito alto, em muitos traços acima de 0,95). Neste caso a exploração do espaço de incerteza é insuficiente. Se, pelo contrário, este valor for mais baixo os desvios entre as IA aumentam e o resultado é um coeficiente de correlação entre as sísmicas mais baixo, que no limite será menor do que o observado entre a sísmica real e a sísmica sintética calculada por convolução com a IA nos poços (objectivo do coeficiente de correlação). Refira-se ainda que o coeficiente de correlação utilizado na co-simulação está relacionado com os coeficientes de correlação entre as sísmicas (quando um aumenta o outro também aumenta a vice-versa) mas não têm de ser da mesma ordem de grandeza porque são situações e variáveis diferentes. Para quantificar o coeficiente de correlação a utilizar na simulação, deve ser feito previamente um conjunto de testes que gerem uma **tabela de correspondências** com esta relação entre os coeficientes de correlação (*lookup table*).

No método proposto o espaço de incerteza é explorado de duas formas eficazes que garantem uma variedade de soluções distintas:

- (1) Da imagem de IA determinista são considerados apenas os coeficientes de reflexão;
- (2) Faz-se a co-simulação com o valor previsto optimal a menos de um coeficiente de correlação.

2.7 POROSIDADE

Na indústria petrolífera o cálculo de reservas de petróleo é uma etapa de grande importância e que assenta no conhecimento de várias variáveis. Estes cálculos não se baseiam apenas na informação obtida pelos *logs* em cada poço, mas também na forma e dimensão do reservatório e na correlação de dados a partir de vários poços na área de estudo.

No âmbito da caracterização de reservatórios, uma das propriedades mais importantes é a capacidade de armazenamento de fluidos, designada porosidade. A porosidade (\emptyset), é definida, em percentagem, como sendo a relação entre o volume de espaços vazios (V_V) de uma rocha e o volume total (V_T) da mesma. O volume total é a soma do volume de vazios com o volume sólido (V_S) de uma rocha.

$$\emptyset = \frac{(V_V)}{(V_T)} \quad e \quad (V_T) = (V_V) + (V_S)$$

A relação de porosidade descrita acima é conhecida por porosidade absoluta do material. No entanto, é possível definir outros tipos de porosidade:

- Porosidade efectiva: relação entre os espaços vazios que estão interligados e o volume total da rocha. Segundo Rosa et al, 2006, do ponto de vista da engenharia de reservatórios, o valor de porosidade efectiva é aquele que se deseja quantificar, pois representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso. A porosidade efectiva afasta-se da definição de porosidade absoluta, no sentido em que a porosidade absoluta representa todos os espaços vazios, efectivos ou não efectivos;
- Porosidade primária: representa a porosidade desenvolvida durante a deposição do material sedimentar. Exemplos de porosidade primária são a porosidade intergranular dos arenitos e as porosidades intercrystalina e oólitica de alguns calcários (Rosa et al., 2006);

- Porosidade secundária: resulta de alguns processos geológicos (após ou durante a sedimentação) que transformam o material sedimentar em rochas. Alguns exemplos são dados pelo desenvolvimento de fracturas, como as encontradas em arenitos, xistos e calcários, e pelas cavidades encontradas comumente em calcários, provocadas pela dissolução de parte do material constituinte da rocha.

A maioria dos depósitos de petróleo ocorre em reservatórios constituídos por rochas sedimentares, principalmente arenitos e calcários. Contudo, outros tipos de rocha podem apresentar porosidade suficiente para serem considerados localmente importantes como reservatórios. Nestes casos a porosidade pode ser intersticial ou provocada pela ocorrência de fracturas (Rosa et al., 2006).

Neste trabalho, a partir dos dados iniciais de porosidade obtidos nos *logs* dos poços, é analisada a sua dispersão espacial e gerado um modelo de porosidades através de técnicas de simulação geoestatísticas (Co-SSD, referida anteriormente).

3. CASO DE ESTUDO

Neste capítulo procedeu-se à simulação estocástica da IA através da aplicação do algoritmo de inversão sísmica estocástica proposto e desenvolvido para o efeito. Previamente à construção do modelo estocástico de IA, gerou-se um cubo determinista de IA; ainda a título meramente ilustrativo, e para mostrar a sequência de etapas, gerou-se um modelo estocástico de porosidades condicionadas aos valores de IA simulados. O cubo de IA determinista foi calculado recorrendo ao *software OpendTect®*.

A aplicação da metodologia inicia-se com o cálculo dos estatísticos básicos dos dados experimentais (IA e porosidade), e com o estudo variográfico e ajuste de um modelo teórico aos mesmos, para que se determine a continuidade espacial das variáveis experimentais (IA, porosidade e cubo sísmico).

A fase seguinte do desenvolvimento prende-se com a análise da correlação espacial entre os dados de IA observados nos poços e a sísmica real. Os coeficientes de correlação (CC) determinados nesta fase permitem obter um CC global e um mapa 2D de CC locais, com o objectivo de introduzir no algoritmo de inversão estocástica e produzir resultados segundo duas abordagens distintas: (1) co-simulação de IA otimizada a um CC global e (2) co-simulação de IA otimizada a CC locais.

Na etapa seguinte foram co-simuladas 200 realizações de IA optimizadas tanto, ao CC global como a CC locais. A co-simulação foi realizada pela aplicação de um algoritmo de simulação e co-simulação sequencial directa (versão paralelizada da SSDIR) adaptada para o objectivo proposto (ver secção 2.6).

A última etapa consiste no cálculo de um modelo de porosidades através da co-simulação condicionados à informação de IA obtida anteriormente pelo algoritmo de inversão sísmica adoptado.

Todas as realizações simuladas foram importadas para o *software gOcad®* para visualização. A validação das mesmas é feita através de ferramentas geoestatísticas clássicas para: a comparação dos resultados e a análise do espaço de incerteza.

3.1 DESCRIÇÃO DOS DADOS DE PARTIDA

Para o desenvolvimento do caso de estudo apresentado neste trabalho é utilizado um pacote de dados sísmicos de demonstração. O conjunto de dados iniciais é constituído por um cubo de sísmica, adquirido através de uma campanha de sísmica de reflexão e *logs* de 10 poços. Este volume de dados tem como principal objectivo aplicar e testar a metodologia proposta nesta dissertação.

O cubo de sísmica real (figura 3.1), classificado como um volume 3D de dados *post-stack*, está limitado desde os 1000 ms até aos 1500 ms no domínio do tempo (direcção do eixo *zz*), e contém 100 perfis *inline* na direcção Este – Oeste (direcção do eixo *xx*) e 170 perfis *crossline* na direcção Norte – Sul (direcção do eixo *yy*). A discretização do cubo de sísmica numa malha regular é de 55 por 55 metros, com uma resolução vertical de 1 ms.

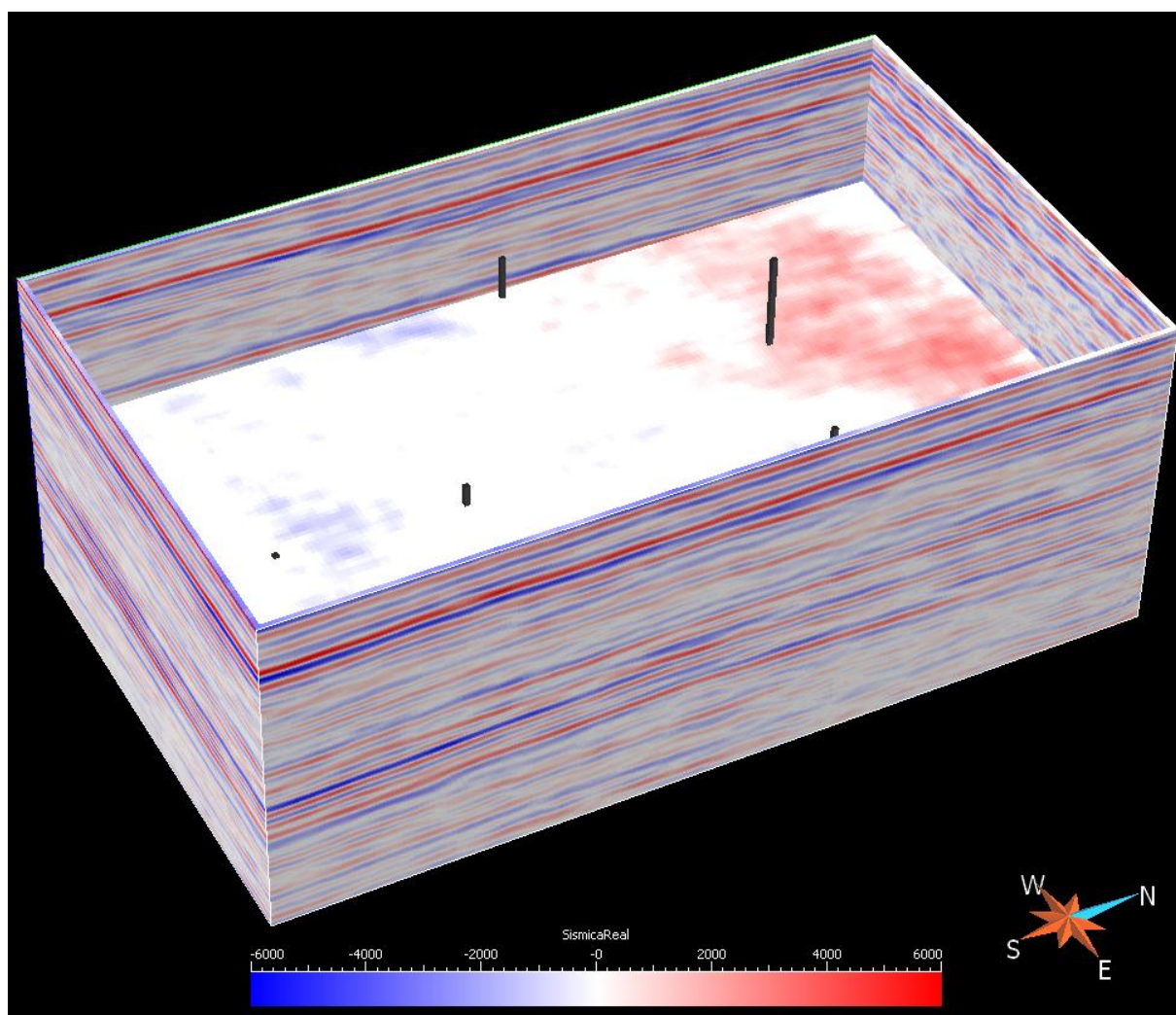


Figura 3.1 – Representação 3D do cubo de sísmica real e localização de alguns poços

Existem 10 poços localizados na área de estudo (figuras 3.2 e 3.3), classificados como poços de prospecção ou observação. Este conjunto de poços fornece informação de diferentes tipos de *logs*, entre os quais se destacam os *logs* de densidade, velocidade, impedância acústica e porosidade.

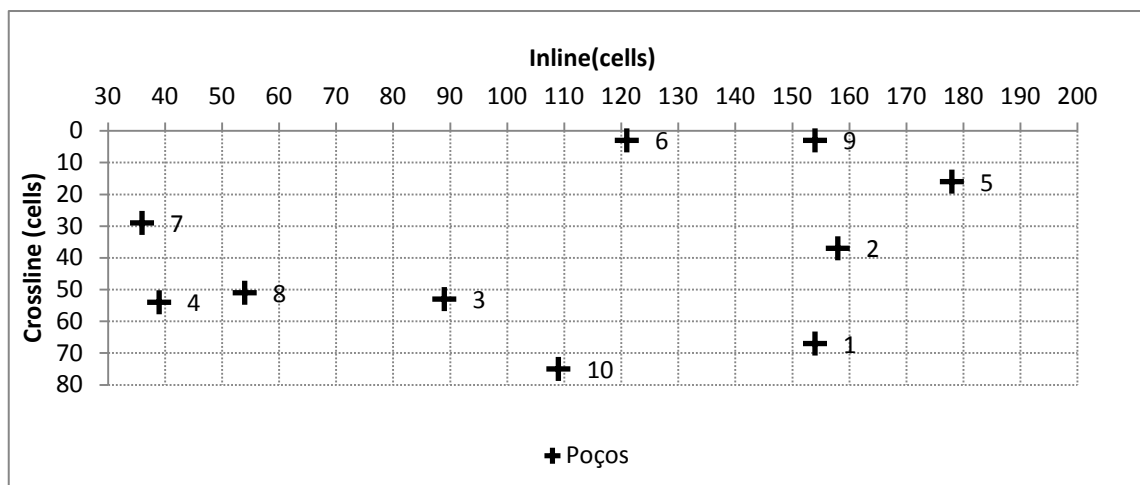


Figura 3.2 – Distribuição dos 10 poços de prospecção pela área de estudo (vista em planta)

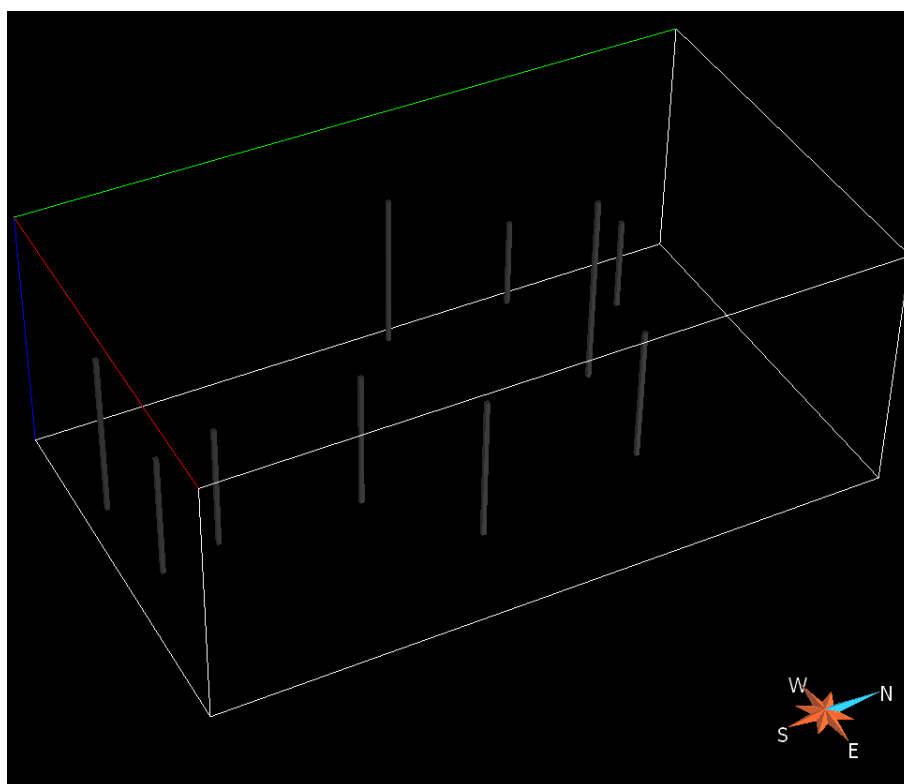


Figura 3.3 – Enquadramento dos poços na envolvente do cubo de sísmica

Com o intuito de caracterizar um reservatório há vários tipos de informação que se podem utilizar para condicionar a inversão sísmica. Os *logs* observados em todos os poços serão informação principal na modelação. Essa informação será modelada condicionada à informação da sísmica (informação secundária). Estes dois tipos de dados, *logs* dos poços e sísmica 3D, constituem o ponto de partida para a inversão e geração dos modelos de impedâncias e porosidades.

3.2 ANÁLISE ESTATÍSTICA E ESPACIAL DOS DADOS INICIAIS

A análise estatística e espacial dos dados de partida, para este caso de estudo, consiste em histogramas e variogramas dos dados de porosidade e IA dos poços e do volume 3D da sísmica real. Este último serviu para calcular um variograma para a direcção horizontal que no caso da IA dos poços não foi possível.

A etapa de análise variográfica consistiu em procurar sistematicamente conjuntos de pares de pontos que representassem a forma como a variável se distribuía na área de estudo e que evidenciassem a correlação espacial entre os diferentes poços. Para os dados de poço, os variogramas foram calculados para duas direcções uma omnidireccional horizontal e outra vertical; para a malha 3D foram calculados variogramas nas três direcções principais da malha (OX, OY e OZ).

Previamente ao cálculo dos estatísticos dos dados de poço e respectivos variogramas for feita uma alteração por *upscaling* dos dados de partida para o espaçamento de 1 ms, conforme os dados da sísmica. Refira-se que a malha de dados da simulação foi feita com o eixo vertical em tempo e com a resolução de 1 ms. Na figura 3.4 mostra-se o efeito de suavização dos valores, respectivamente de IA e porosidade.

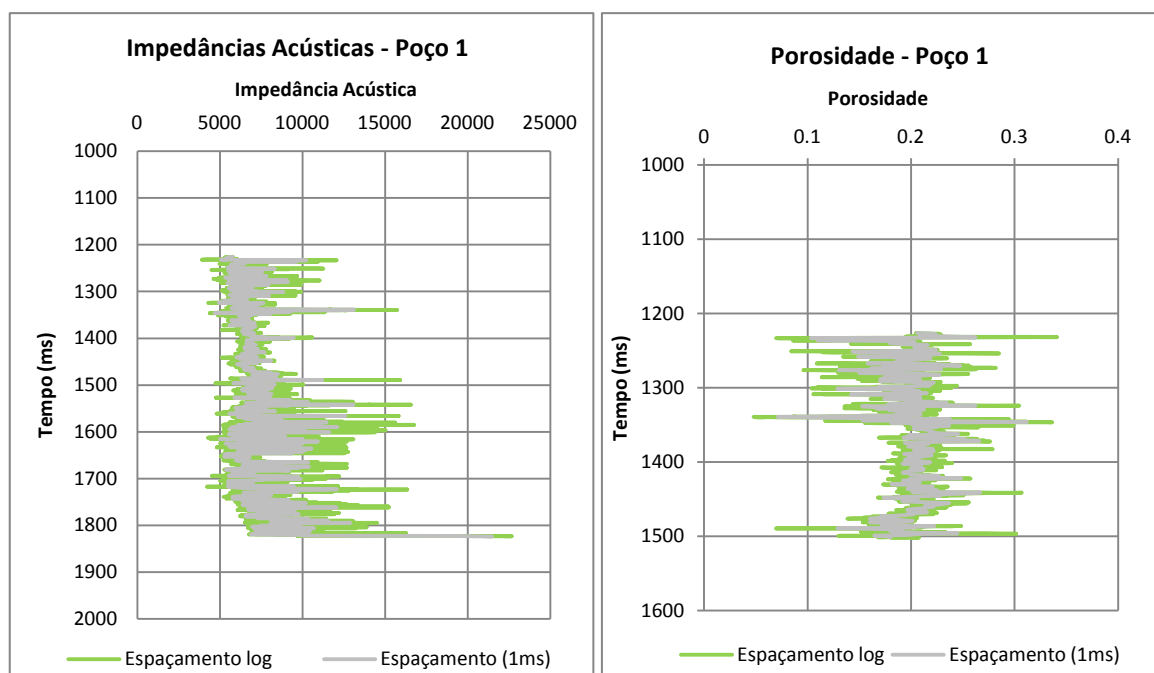


Figura 3.4 – Comparação do padrão dos valores de IA e porosidade resolução original e após *upscaling* para 1 ms (poço1)

Os dados de IA e porosidade dos poços, apesar de sofrerem a transformação para 1 ms, não perderam o significado geológico que transportavam. Na tabela 3.1 são apresentados uma síntese comparativa dos estatísticos principais dos dados experimentais antes e pós transformação e figuras 3.5 a 3.8 os respectivos histogramas e box-plots.

Tabela 3.1 – Síntese dos estatísticos univariados da IA e da porosidade dos poços para a resolução original e de 1 ms

	IA_W	IA_W (1ms)	PHIE_W	PHIE_W (1ms)
Média	7647,22	7295,47	0,19	0,2
Mediana	6973,51	6855,61	0,19	0,2
Desvio Padrão	2416,24	1797,18	0,05	0,03
Q1	6169,93	6157,32	0,16	0,19
Q3	8397,85	7953,6	0,22	0,22
Mínimo	3541,5	4391,86	0	0,05
Máximo	50584,2	17437,86	0,39	0,31
Coef. Variação	0,32	0,25	0,25	0,15

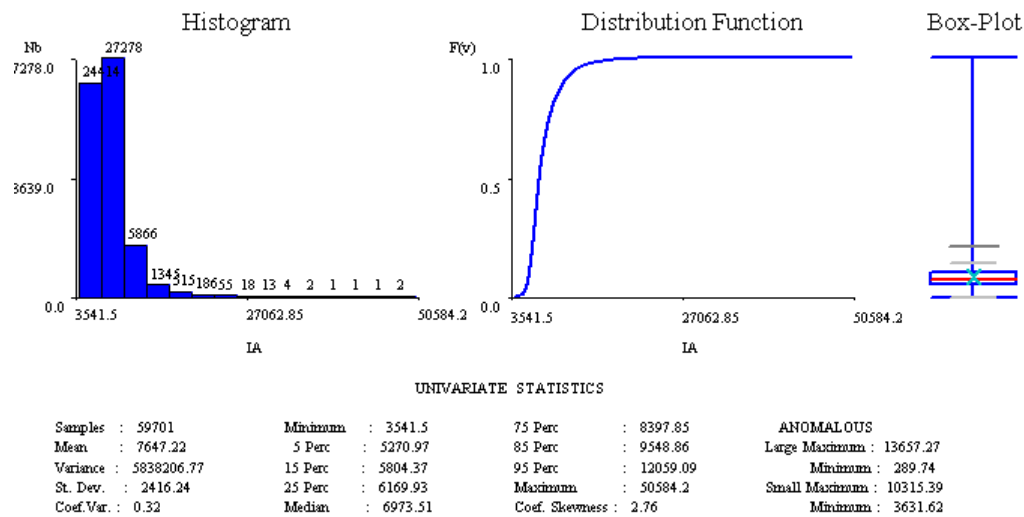


Figura 3.5 – Histograma e estatísticos básicos dos dados de IA nos poços na resolução original

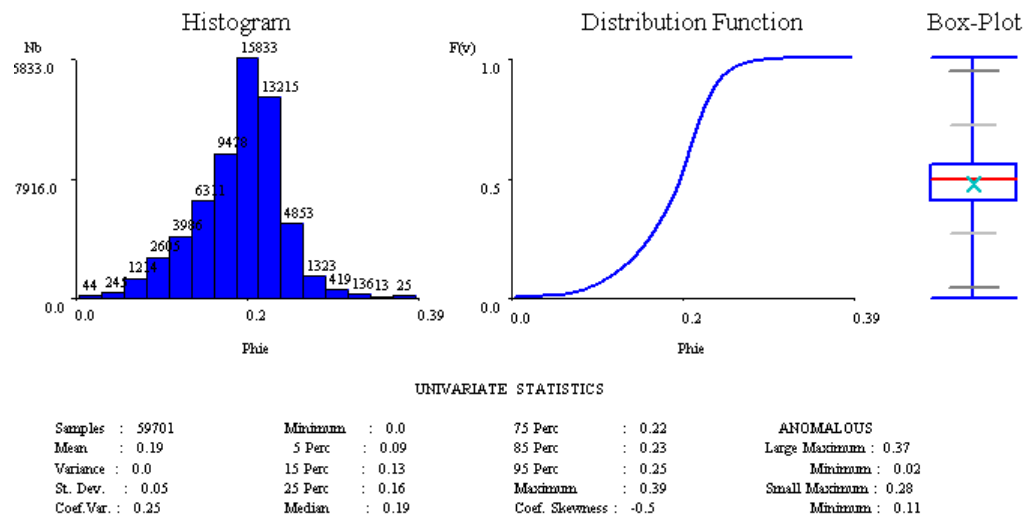
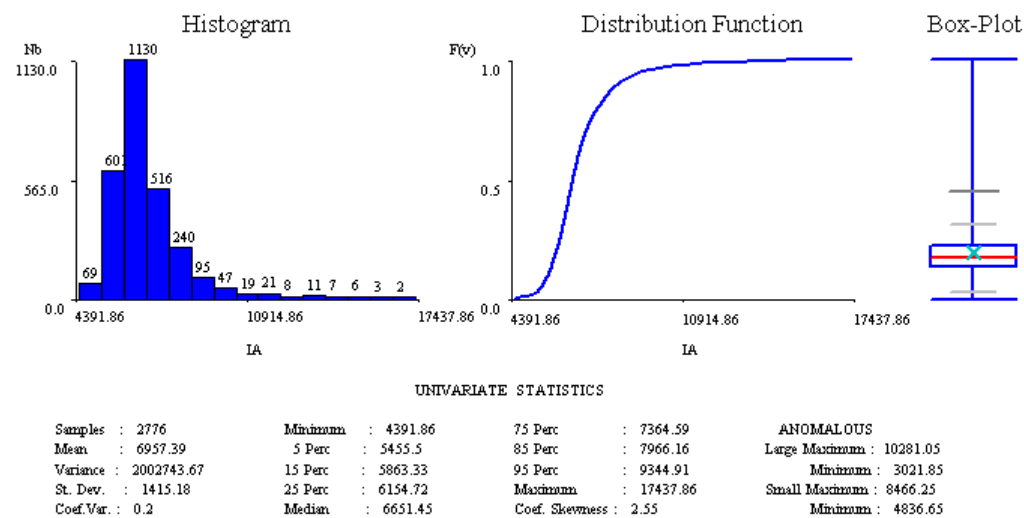


Figura 3.6 – Histograma e estatísticos básicos dos dados de porosidade nos poços na resolução original

Figura 3.7 – Histograma e estatísticos básicos dos dados de IA nos poços após *upscaling* para 1 ms

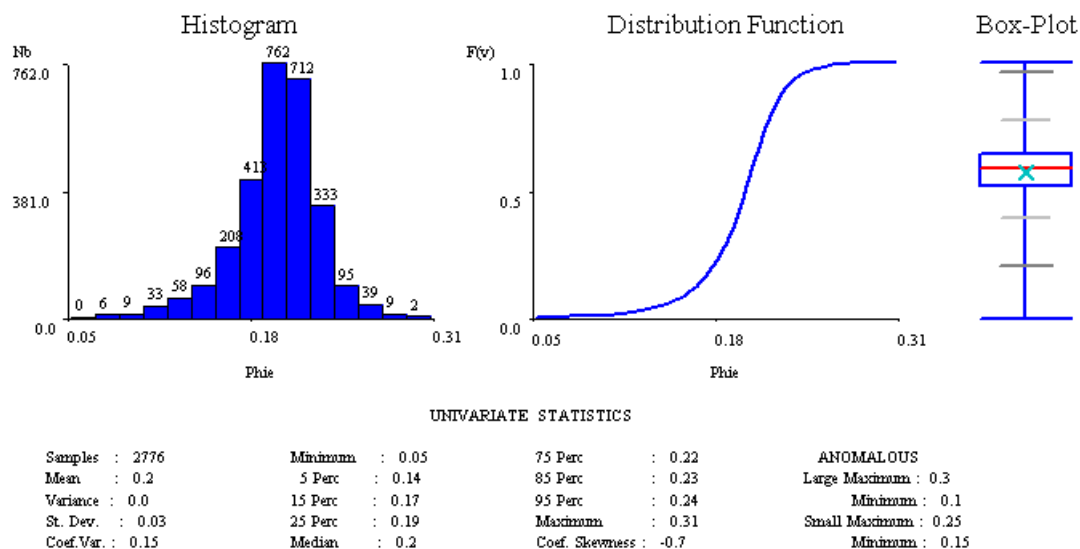


Figura 3.8 – Histograma e estatísticos básicos dos dados de porosidade nos poços após *upscaling* para 1 ms

As variáveis IA e porosidade não apresentaram variogramas representativos da sua continuidade espacial na área de estudo em direcções horizontais específicas. Assim, para os dados de poço optou-se por calcular variogramas omnidireccionais na horizontal. Mesmo assim, dada a pouca fiabilidade destes variogramas, optou-se por calcular variogramas para o cubo de sísmica cujos estatísticos básicos e histograma encontram-se na figura 3.9.

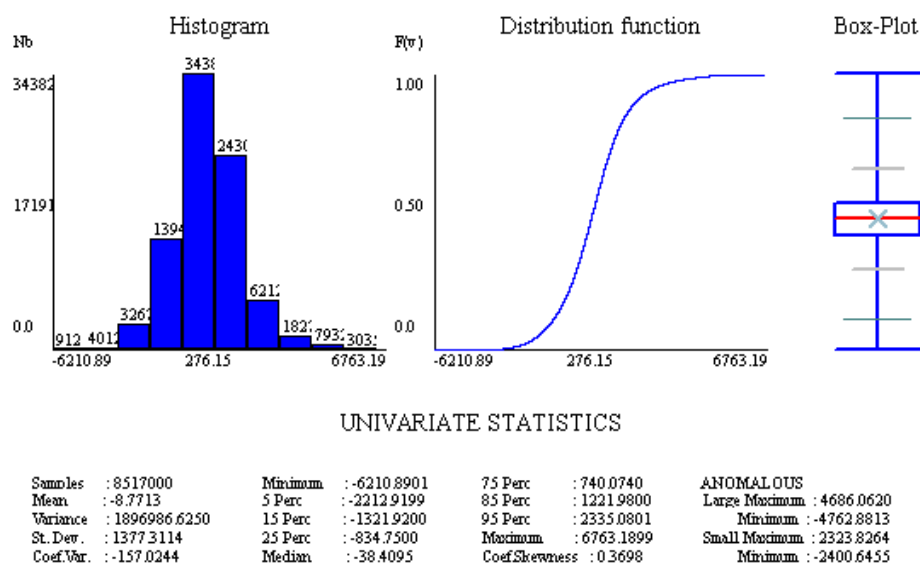


Figura 3.9 – Histograma dos dados do cubo de sísmica real

Para cada uma das variáveis, cubo de sísmica real e dados dos *logs* (IA e porosidade), são apresentados os variogramas e os modelos ajustados que foram possíveis (figuras 3.10, 3.11 e 3.12).

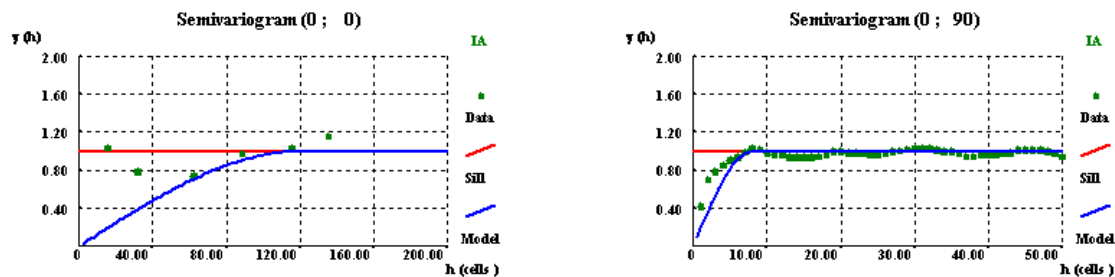


Figura 3.10 – Variogramas experimentais de IA (poços), omnidireccional e vertical e modelo teórico ajustado SPH ($a_h=120$ células; $a_v=8$ ms)

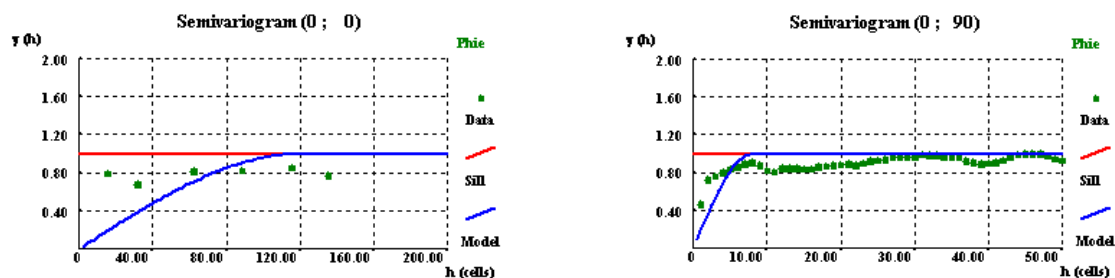
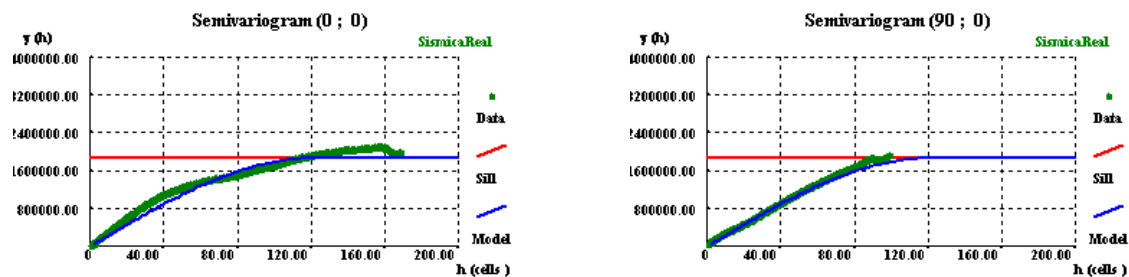
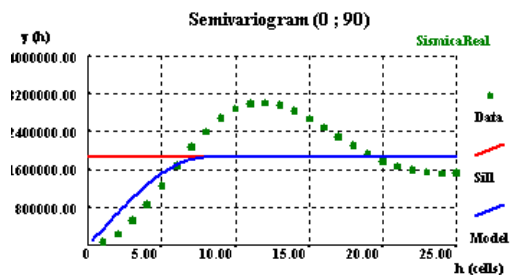


Figura 3.11 – Variogramas experimentais de porosidade (poços), omnidireccional e vertical e modelo teórico ajustado SPH ($a_h=120$ células; $a_v=8$ ms)



SPH ($C=1859875$; $a_h=120$ células)

SPH ($C=1859875$; $a_h=120$ células)



SPH ($C=1859875$; $a_v=8$ ms)

Figura 3.12 – Variogramas experimentais do cubo de sísmica real para as 3 direcções principais (OX, OY e OZ) e modelo teórico ajustado

Para os dados dos poços o ajustamento do variograma vertical é possível, o mesmo não acontece para a direcção horizontal. Assim, para este estudo assumiu-se como variograma horizontal o que provém dos dados da sísmica. Este modelo ajustado aos dados da sísmica foi colocado a título meramente ilustrativo nos variogramas da direcção horizontal dos dados de poço ($a_h=120$ células, cerca de 6600 metros). Já os variogramas na direcção vertical são todos coerentes e semelhantes com amplitudes de 8 ms.

A IA é o atributo sísmico que mais se utiliza no mapeamento da porosidade, devido à correlação normalmente observada. A IA e a porosidade exibem correlação negativa, justificada pelo facto de a velocidade das ondas sísmicas se ser mais elevada em meios de porosidade inferior e vice-versa. Esta correlação facilita e permite utilizar a informação de IA para modelar a porosidade por co-simulação. Na figura 3.13, é visível a boa correlação negativa entre as duas variáveis. O coeficiente de correlação é -0,59 antes do *upscaling* e desce (aumenta a correlação) em valor para -0,66 após o *upscaling* para 1 ms o que é concordante com a suavização dos valores das duas variáveis em análise.

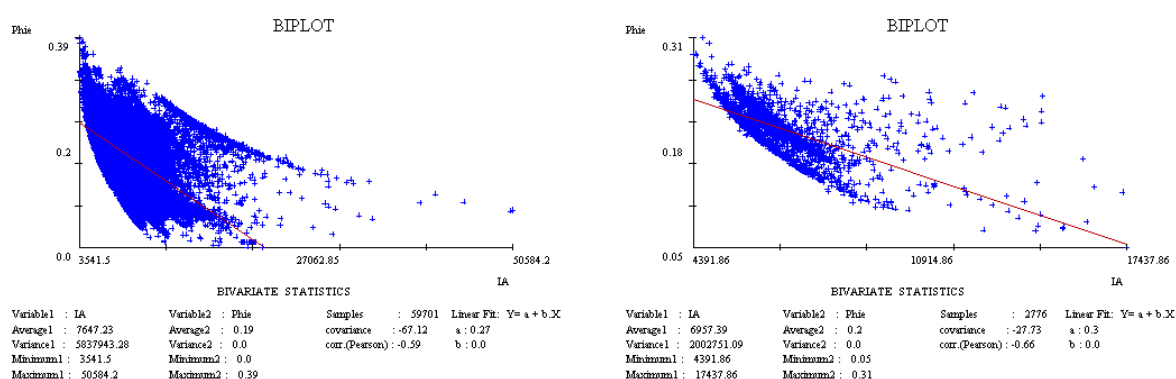


Figura 3.13 – Correlação entre porosidade e a IA nos poços antes (esquerda) e após *upscaling* para 1ms (direita)

3.3 INVERSÃO DETERMINISTA

A criação de um modelo de IA determinista pelo algoritmo GLI considera duas etapas: (1) geração de um modelo inicial de IA (por exemplo um modelo conceptual ou um modelo estimado com os dados de poço); (2) a inversão determinista propriamente dita.

A geração determinista do cubo de IA foi realizada com o apoio do *software* de processamento sísmico – *OpendTect®* e o *plugin* MPSI™, da *Earthworks Environment & Resources Ltd* e *ARK CLS Ltd*.

O modelo inicial foi construído a partir dos poços disponíveis e dos horizontes sísmicos seleccionados (disponibilizados pelo pacote inicial de dados sintéticos). O objectivo da inversão sísmica determinista é estimar um único cubo de impedâncias acústicas, baseado na inversão linear generalizada detalhada anteriormente. O modelo de IA resultante do algoritmo GLI é apresentado na figura 3.14.

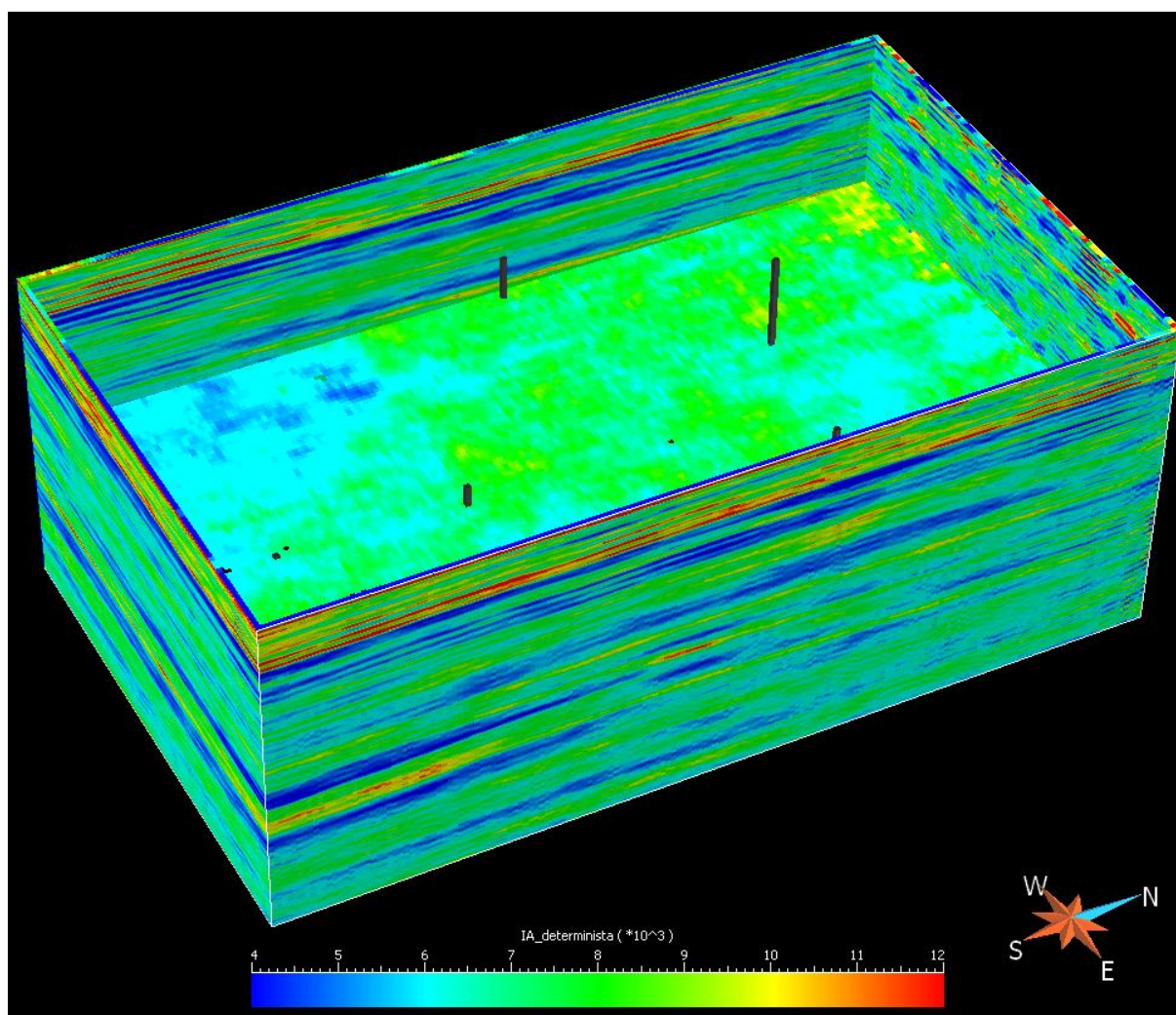


Figura 3.14 – Modelo determinista de IA

A partir das impedâncias deterministas calcularam-se os respectivos coeficientes de reflexão (figura 3.15). O cubo de coeficientes de reflexão constituirá a informação condicionante (secundária) para a co-simulação de IA (ver capítulo 2.6).

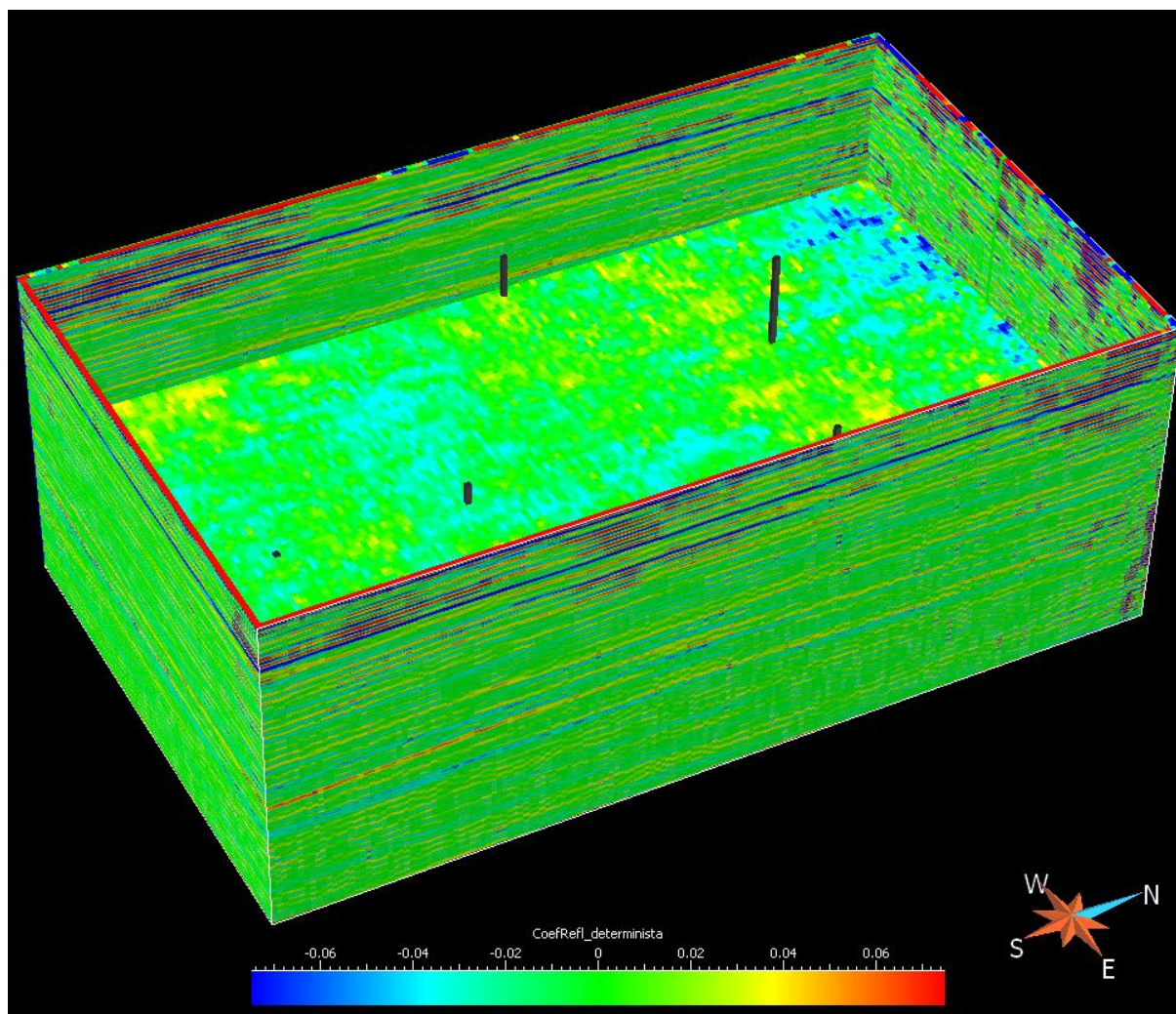


Figura 3.15 – Modelo de coeficientes de reflexão obtidos a partir do cubo de IA determinista

Os coeficientes de reflexão (obtidos das IA deterministas) por convolução com a *wavelet* deram origem a um cubo de sísmica sintética (figura 3.16). Os histogramas dos cubos de sísmica real e sísmica sintética são apresentados na figura seguinte (figura 3.17).

A validação da estimação do cubo de IA é feita comparando o cubo de sísmica sintética com o cubo de sísmica real. A proximidade entre a sísmica real e a sísmica sintética é analisada também, do ponto de vista dos coeficientes de correlação locais para cada par de traços. A figura 3.18 mostra uma imagem dos coeficientes de correlação locais traço a traço, entre a sísmica real e a sísmica sintética, no plano horizontal.

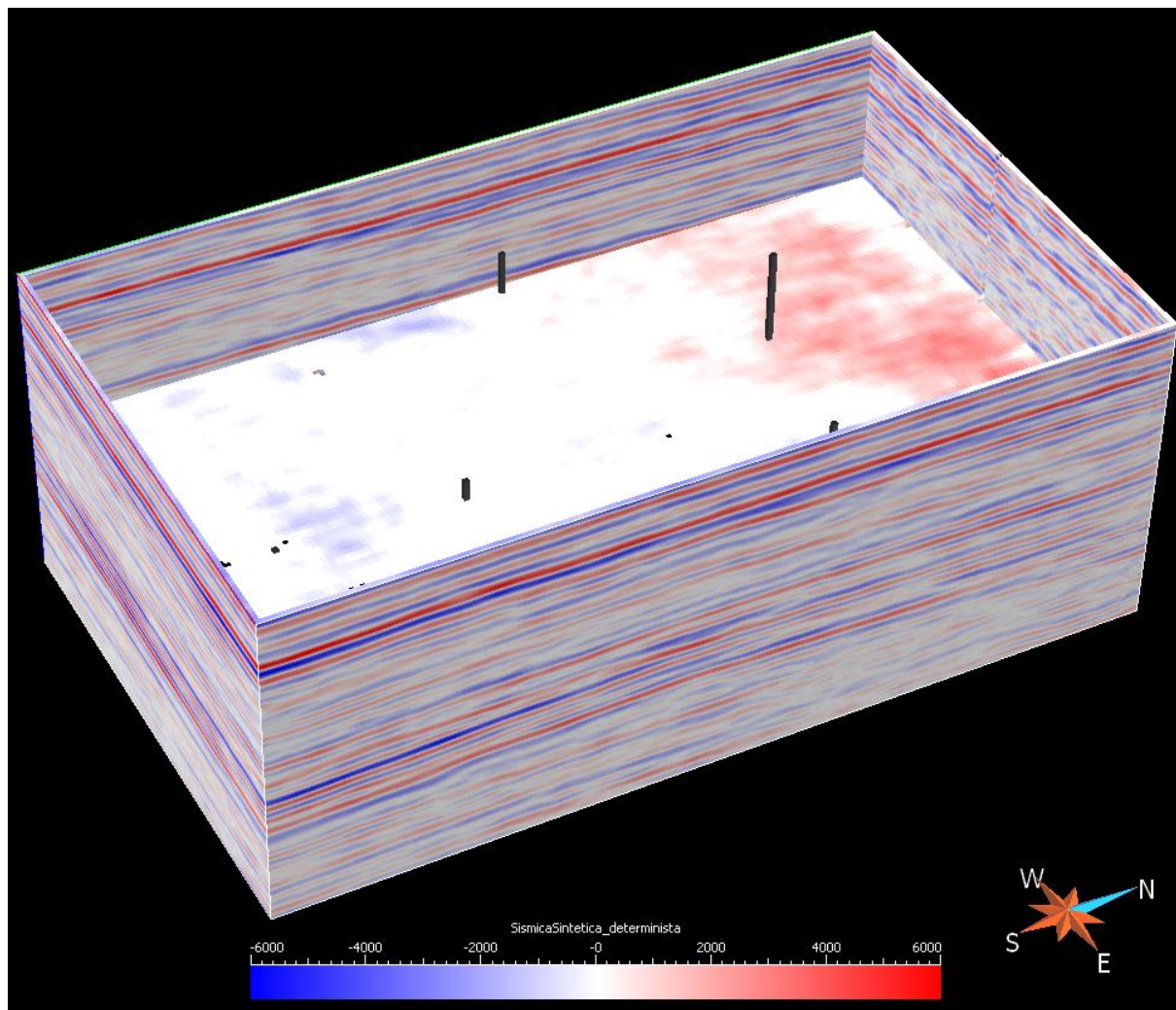


Figura 3.16 – Sísmica sintética obtida por convolução do modelo determinista de IA

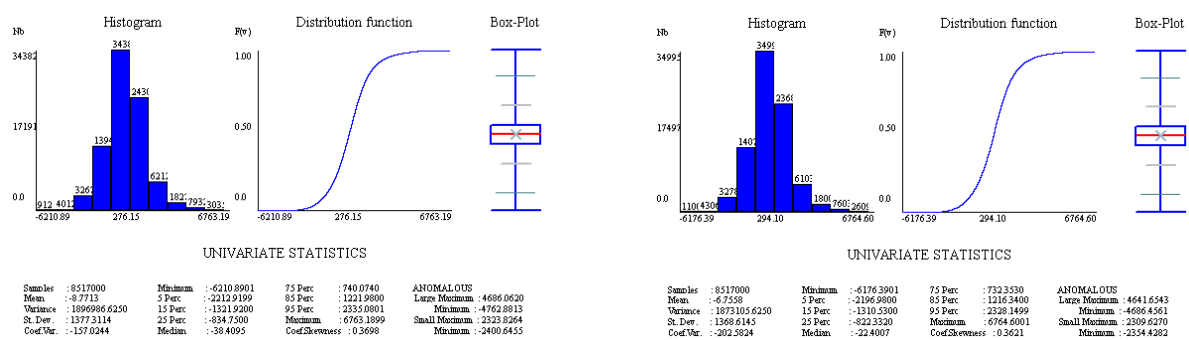


Figura 3.17 – Histogramas e estatísticos básicos dos cubos de sísmica real (esquerda) e sísmica sintética (direita)

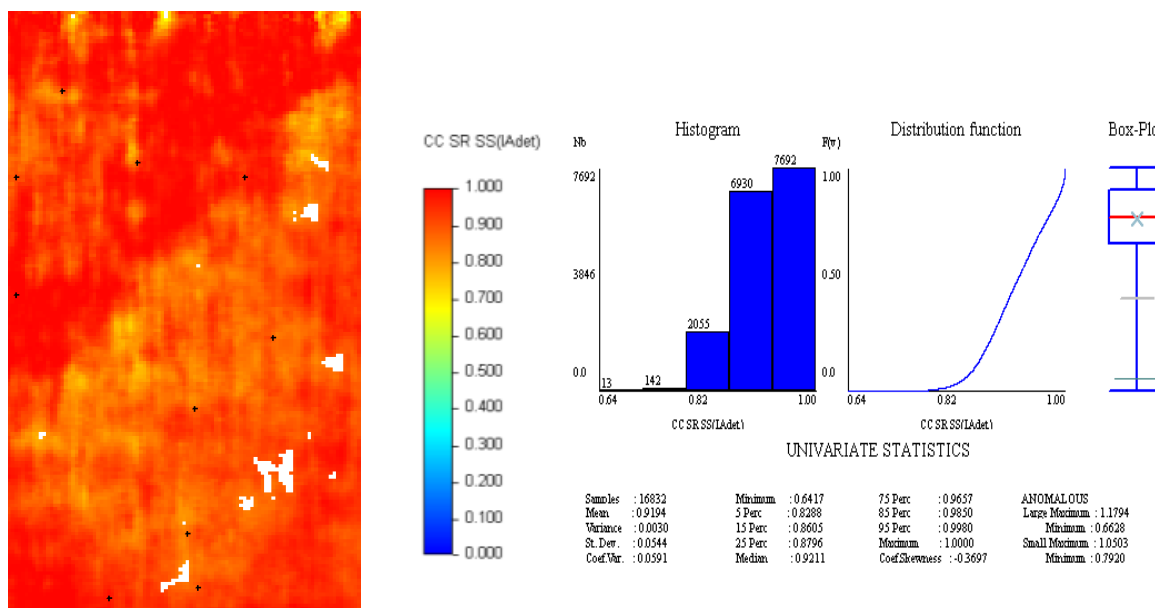


Figura 3.18 – Imagem no plano horizontal da correlação local traço a traço entre a sísmica real e a sísmica sintética obtida por convolução da IA determinista para todo o reservatório e respectivos estatísticos básicos

Ao comparar as imagens do cubo de sísmica sintética obtido das IA deterministas, e os estatísticos dos dois cubos, é possível concluir a proximidade entre os dois conjuntos de dados sísmicos. É ainda possível verificar pela figura 3.18 que os coeficientes de correlação locais traço a traço são quase todos excelentes, validando o modelo de impedâncias acústicas determinista calculado anteriormente.

Nota: Na imagem de coeficientes de correlação observa-se que para alguns traços (mais precisamente 168 traços) não foram calculados os coeficientes de correlação. Efectivamente a inversão determinista não apresentou solução para alguns traços, pelo que estes serão simplesmente simulados com a informação das células vizinhas e não co-simulados como os restantes. Destaca-se o facto de que esta situação não invalida em nada a aplicação do método proposto.

3.4 ANÁLISE DA CORRELAÇÃO ENTRE A SÍSMICA REAL E A SÍSMICA SINTÉTICA NA LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS

Para simular a IA é necessário quantificar a correspondência ou correlação entre os dados de IA dos poços e a sísmica real e *wavelet* no modelo de convolução dos coeficientes de reflexão. Para o efeito procedeu-se do seguinte modo:

- (1) Na localização dos poços, calcularam-se os coeficientes de reflexão a partir da sequência de valores da IA obtidos pelos *logs*;
- (2) Aplicou-se, poço a poço, o modelo de convolução com a *wavelet* e obtiveram-se os traços de sísmica sintética, um por poço;
- (3) Calcularam-se os coeficientes de correlação na localização de cada poço entre a sísmica sintética e a sísmica real.

Todos os traços de sísmica sintética (com a mesma localização dos poços) obtida por convolução são comparados com os traços homólogos de sísmica real. Uma boa correlação entre as sísmicas também corresponde a uma boa correlação entre a IA e a sísmica real, ou seja, sísmica de boa qualidade e *wavelet* com boas características globais de ajustamento. Na figura 3.19 mostram-se os traços de sísmica real e sintética relativa ao poço 1 (coeficiente de correlação de 0,662). Os resultados poço a poço encontram-se listados na tabela 3.2.

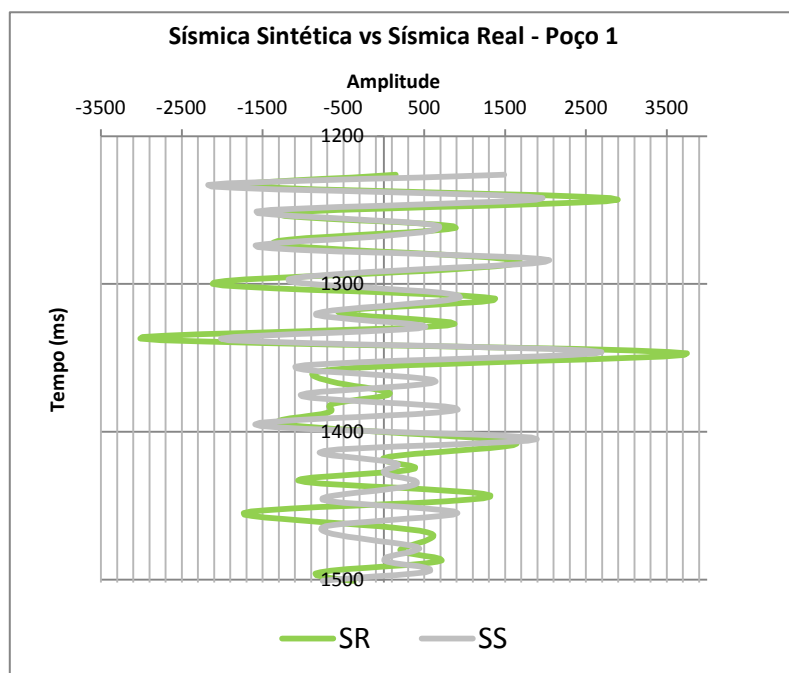


Figura 3.19 – Comparação do traço de sísmica sintética obtida a partir dos valores de IA no poço 1, e a o traço de sísmica real na localização homóloga

Tabela 3.2 - Coeficientes de correlação poço a poço e global, entre a sísmica real e a sísmica sintética obtida por convolução da impedância acústica na localização dos poços

Poço	Mín (ms)	Máx (ms)	CC_SR vs SS
1	1226	1501	0,662
2	1107	1501	0,382
3	1221	1501	0,603
4	1249	1501	0,733
5	1312	1501	0,510
6	1185	1501	0,558
7	1168	1501	0,671
8	1249	1501	0,674
9	1319	1501	0,547
10	1208	1501	0,418
GLOBAL			0,576

Na tabela 3.2 predominam valores de correlação entre 0,5 a 0,7, com a excepção dos poços 2 e 10 que são muito mais baixos da ordem de 0,4. A melhor correlação é 0,733 no poço 4. O valor do coeficiente de correlação global médio calculado, e igual a 0,576, é o valor para o grau de aproximação entre a sísmica real e a sísmica sintética que se espera reproduzir na construção dos modelos estocásticos de IA. Assumindo que estes valores de correlação são o objectivo a atingir, importa fazer a sua estimação para toda a área de estudo para que possam constituir o objectivo local dos modelos estocásticos de IA.

A estimação destes valores para toda a área de estudo (estimação a 2D) foi feita por krigagem normal com os dados da tabela 3.2 na localização dos poços. Na figura 3.20 apresenta-se o mapa de coeficientes de correlação locais e os respectivos estatísticos básicos.

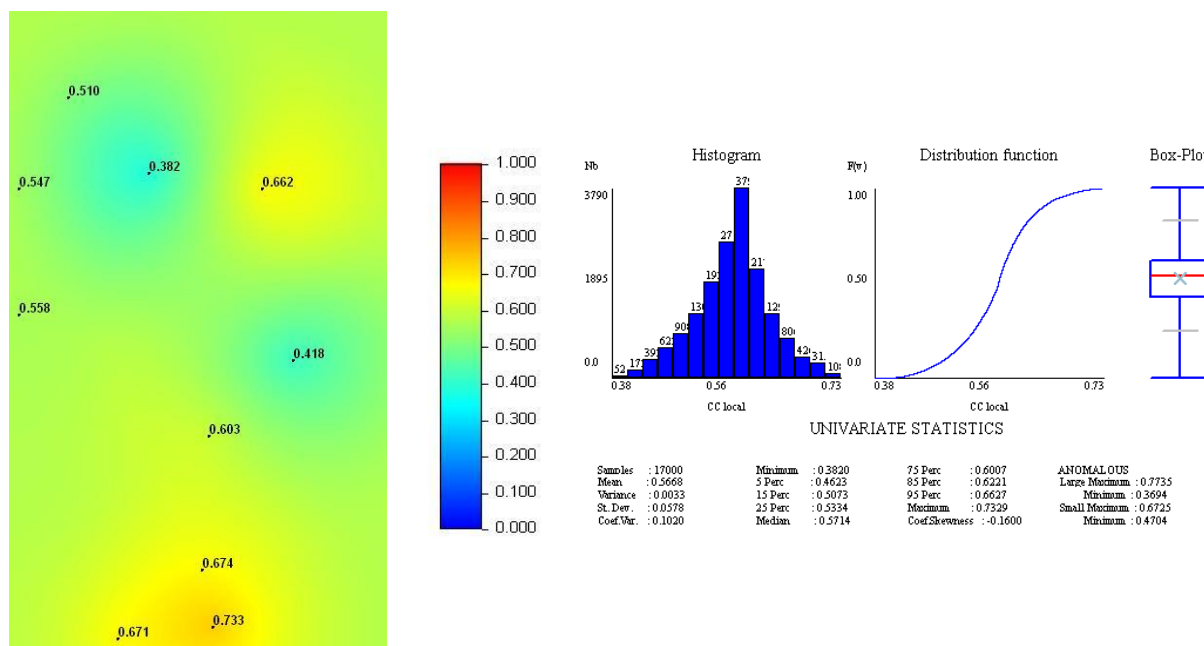


Figura 3.20 – Coeficientes de correlação locais entre a sísmica real e a sísmica sintética, estimados por krigagem a partir da informação poço a poço e respectivos estatísticos univariados

3.5 GERAÇÃO DE UMA TABELA DE CORRESPONDÊNCIAS ENTRE O COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO UTILIZADO NA SIMULAÇÃO SEQUENCIAL E O COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO OBJECTIVO ENTRE AS SÍSMICAS REAL E SINTÉTICA

Garantir uma correlação entre a sísmica real e a sísmica sintética próxima do coeficiente de correlação global calculado anteriormente (0,576) e/ou o mapa de correlações locais, significa que os dados de impedância acústica observados nos *logs* dos poços mantêm a relação original com a sísmica real.

Tal como explicado na secção 2.6, para quantificar o coeficiente de correlação a utilizar na simulação, deve ser feito previamente um conjunto de testes que gerem uma **tabela de correspondências** entre o coeficiente de correlação global médio entre os dados (sísmica real vs sísmica sintética obtida dos valores de IA dos poços) e o coeficiente de correlação a utilizar no algoritmo de inversão sísmica estocástica.

Para construir a tabela de correspondências foram realizadas 10 simulações de IA através do algoritmo de simulação proposto e com oito coeficientes de correlação escolhidos com a condição dos resultados percorrerem os valores de correlação locais entre as sísmicas (tabela

3.2). A tabela 3.3 sintetiza todos os coeficientes de correlação poço a poço obtidos entre a sísmica real e a sísmica sintética para as 10 realizações. Os estatísticos básicos de todas as realizações são apresentados na tabela 3.4. A relação entre os dados das tabelas anteriores é sintetizada pelo gráfico da figura 3.21.

Tabela 3.3 – Correspondência entre os coeficientes de correlação utilizados na simulação da IA do nó seguinte e os coeficientes de correlação entre a sísmica real e a sísmica sintética obtida por convolução das imagens simuladas

Poço e CC na simulação	0,965	0,970	0,975	0,980	0,985	0,990	0,995	0,999
1	0,289	0,308	0,334	0,372	0,437	0,552	0,760	0,940
2	0,370	0,387	0,412	0,446	0,498	0,597	0,773	0,935
3	0,321	0,338	0,361	0,396	0,453	0,557	0,753	0,934
4	0,307	0,324	0,348	0,384	0,444	0,553	0,755	0,935
5	0,345	0,364	0,390	0,428	0,489	0,597	0,781	0,939
6	0,288	0,303	0,325	0,359	0,417	0,523	0,717	0,921
7	0,335	0,349	0,372	0,407	0,464	0,566	0,756	0,936
8	0,364	0,380	0,405	0,440	0,500	0,601	0,781	0,941
9	0,306	0,321	0,343	0,378	0,439	0,550	0,748	0,930
10	0,299	0,316	0,342	0,382	0,448	0,562	0,761	0,937

Tabela 3.4 – Tabela resumo dos estatísticos univariados dos coeficientes de correlação obtidos pelas 10 realizações e determinação do coeficientes de correlação a utilizar na simulação de IA, que mais se aproxime do coeficiente de correlação global médio

Estatísticos	0,965	0,970	0,975	0,980	0,985	0,990	0,995	0,999
Mínimo	0,288	0,303	0,325	0,359	0,417	0,523	0,717	0,921
Q1	0,301	0,317	0,342	0,379	0,440	0,552	0,754	0,934
Mediana	0,314	0,331	0,354	0,390	0,451	0,560	0,758	0,936
Q3	0,342	0,360	0,386	0,422	0,483	0,589	0,770	0,939
Máximo	0,370	0,387	0,412	0,446	0,500	0,601	0,781	0,941
Média	0,323	0,339	0,363	0,399	0,459	0,566	0,758	0,935

Os resultados da tabela 3.3 e 3.4 e figura 3.21 mostram que existe um forte efeito de alavancagem entre o coeficiente de correlação utilizado na simulação sequencial e o coeficiente de correlação calculado entre a sísmica real e a sísmica sintética homóloga. Por

exemplo, para se obter um valor final de 0,38 de correlação entre as sísmicas (valor no poço 2) isto implica utilizar um valor de correlação na simulação sequencial entre 0,975 e 0,980.

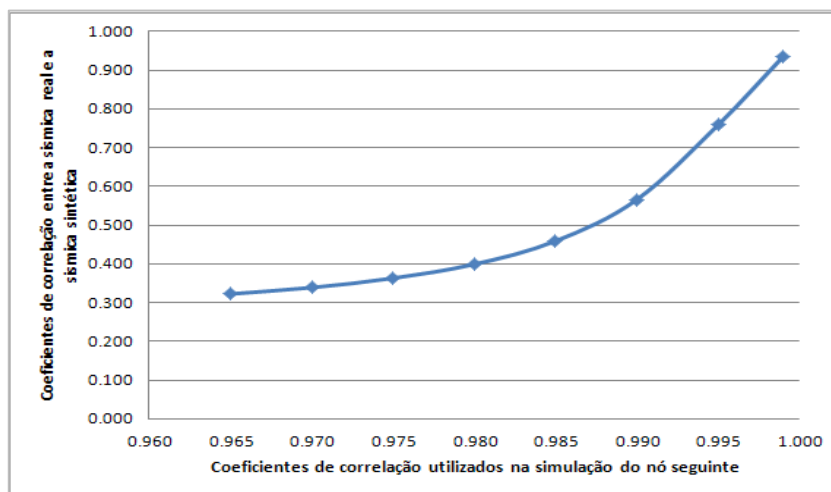


Figura 3.21 – Representação gráfica da correspondência entre os coeficientes de correlação

Este efeito não representa qualquer inconveniente no método proposto porque:

- (1) O que se pretende é fazer as simulações de IA de modo a atingir um resultado final de correlação;
- (2) Os coeficientes de correlação aplicados na simulação sequencial não têm que ter correspondência quantitativa com a correlação entre as sísmicas porque na simulação o coeficiente de correlação é aplicado relativamente ao valor proposto optimal de IA para um determinado nó e funciona como uma medida de perturbação ou geração de ruído de um nó relativamente ao nó seguinte ou anterior.
- (3) Mesmo com valores muito altos de correlação as imagens simuladas são sempre diferentes, porque os resultados são muito dependentes do primeiro valor que é simulado em cada traço e que depois é propagado sucessivamente. No limite, se o coeficiente de correlação na simulação é extremamente alto, da ordem de 0,999 os traços são simulados só com a influência do resultado do primeiro ponto no traço. Neste caso, as simulações são diferentes mas nas imagens simuladas nota-se e muito o efeito de descontinuidade espacial entre os traços, tornando as imagens pouco realistas (respeitam a sísmica da mesma forma que a imagem determinista mas não respeitam o variograma da IA) (ver figura 3.22, primeira imagem). À medida que os valores de correlação baixam para 0,99 ou menos, as imagens tornam-se mais realistas (passam a respeitar melhor o variograma) mas as sísmicas passam a estar menos correlacionadas (ver figura 3.22, restantes imagens). O que se pretende é precisamente atingir um

ponto óptimo, ou seja impor o variograma e a correlação entre as sísmicas que é menor do que a obtida pelo método determinista.

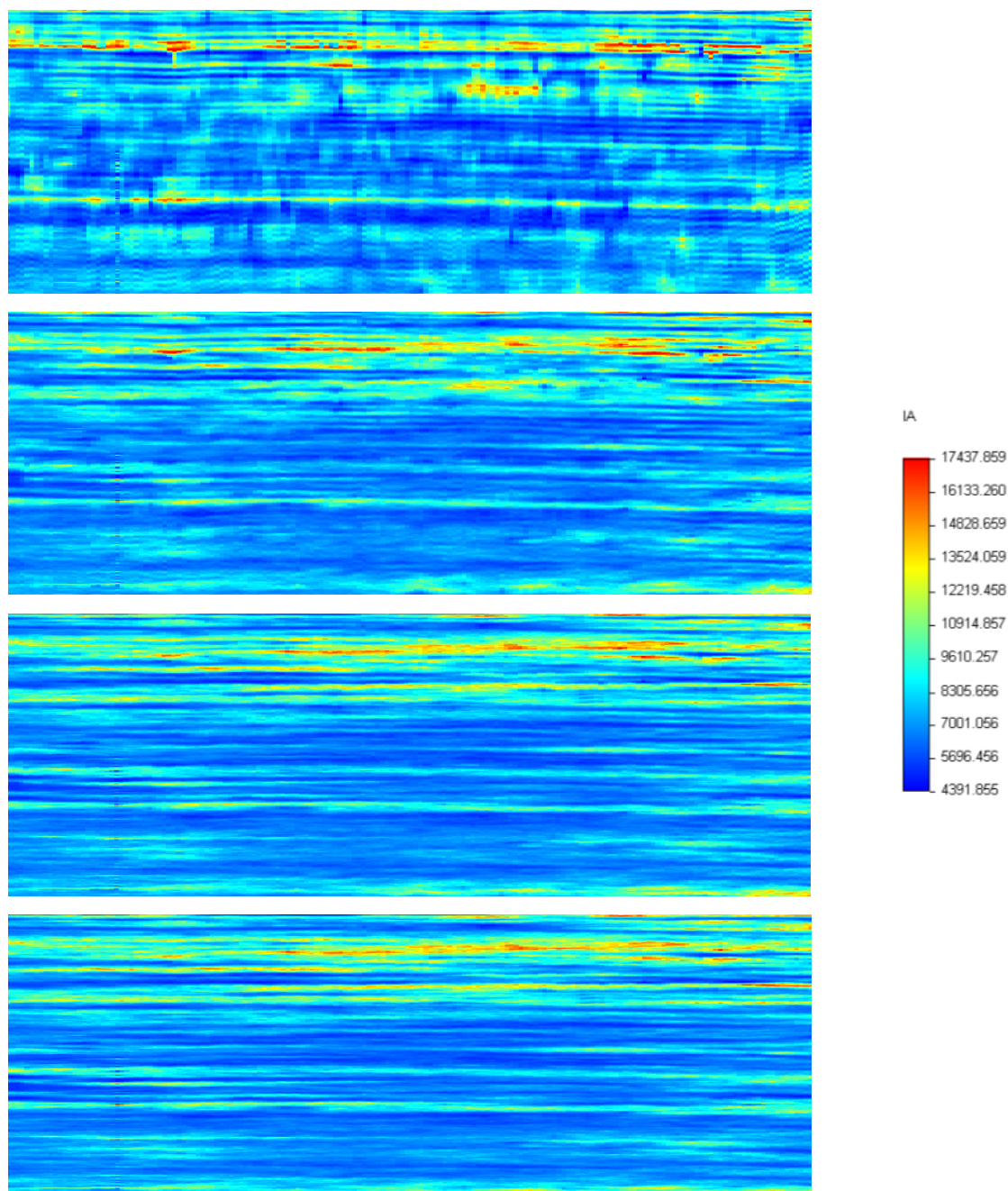


Figura 3.22 – Quatro imagens simuladas de IA para coeficientes de correlação na simulação entre nós de 0,965; 0,975; 0,990 e 0,999 a que correspondem em média os coeficientes de correlação 0,323; 0,363; 0,566 e 0,935 entre a sísmica real e a sísmica sintética homóloga obtida por convolução. As imagens foram realizadas com a mesma semente pelo que podem ser comparadas localmente. Visualização em perfil longitudinal (XL=51)

Nas figuras 3.23 a 3.25 ilustram a relação entre, traços escolhidos com três coeficientes de correlação globais entre a sísmica sintética e a real, e a relação entre um traço de impedância

acústica determinista e simulada (#1). Verifica-se que para uma correlação entre sísmicas excelente, a correlação entre a IA determinista (informação secundária) e o traço correspondente de uma imagem simulada é moderada a boa.

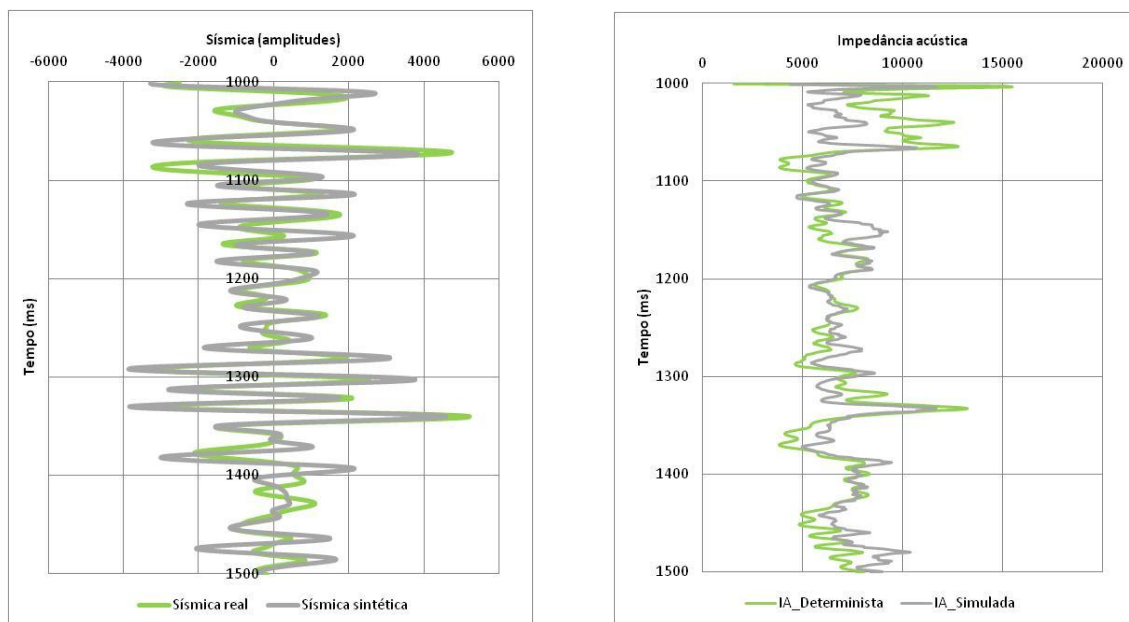


Figura 3.23 – Comparação dos traços de sísmica real vs sísmica sintética (esquerda) e impedância acústica determinista e simulada (#1) (direita) para um traço de correlação excelente entre as sísmicas (0,834) e que resulta numa correlação moderada entre as impedâncias (0,546)

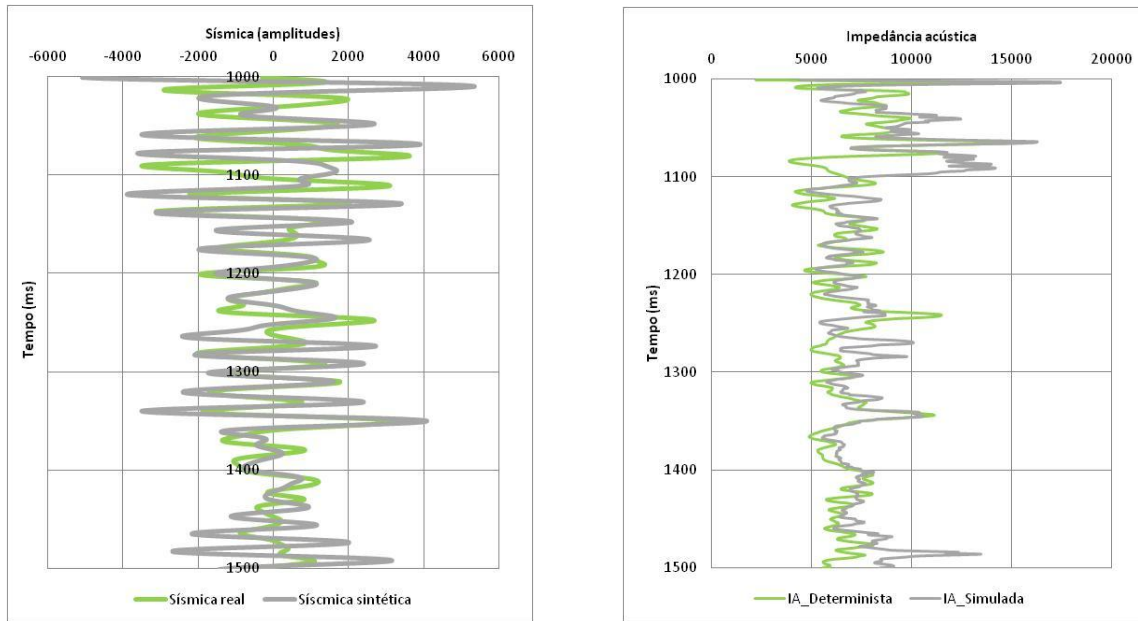


Figura 3.24 – Comparação dos traços de sísmica real vs sísmica sintética (esquerda) e impedância acústica determinista e simulada (#1) (direita) para um traço de correlação muito fraca entre as sísmicas (0,324) e que resulta numa correlação fraca entre as impedâncias (0,461)

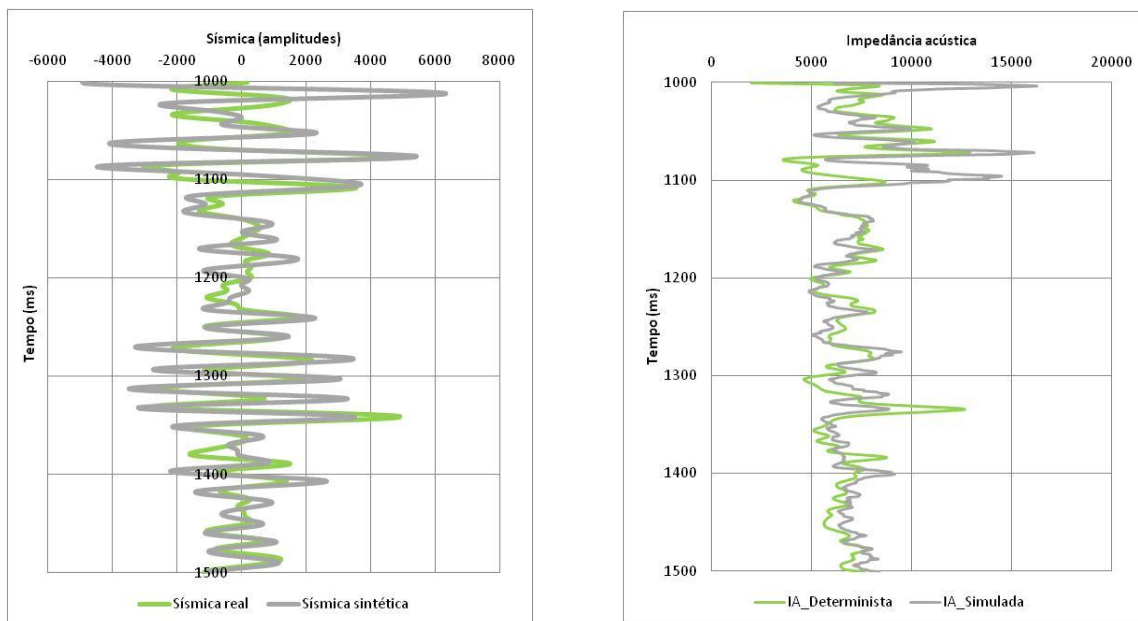


Figura 3.25 – Comparação dos traços de sísmica real vs sísmica sintética (esquerda) e impedância acústica determinista e simulada (#1) (direita) para um traço de correlação média/alta entre as sísmicas (0,664) e que resulta numa correlação fraca entre as impedâncias (0,476)

Com estes resultados, pode-se assim confirmar que a exploração do espaço de incerteza faz-se à custa da degradação da correlação obtida por uma solução de partida (determinista) que é muito melhor do que a observada pelos dados (0,919 vs 0,576), e também pela utilização dos coeficientes de reflexão em vez das IA deterministas.

3.6 INVERSÃO SÍSMICA ESTOCÁSTICA DE IMPEDÂNCIAS ACÚSTICAS

O objectivo desta etapa é gerar cubos simulados de IA otimizados para correlações globais (0,576) e para correlações locais (imagem da figura 3.20). Na simulação são utilizados os coeficientes de correlação inscritos na tabela de correspondências 3.4 e sintetizados na figura 3.21.

Para explorar o espaço de incerteza e mostrar a exequibilidade da metodologia proposta optou-se por gerar 200 realizações, condicionadas à IA determinista via coeficientes de reflexão, ao variograma, dados e estatísticas experimentais de IA nos 10 poços. Serão apresentadas as imagens dos resultados obtidos, assim como as respectivas estatísticas de síntese e alguns variogramas das imagens simuladas. A validade dos resultados é feita com base nos três critérios:

1. Influência espacial dos valores experimentais nas imagens simuladas;
2. Análise dos histogramas dos dados experimentais vs histogramas das realizações;
3. Comparação dos variogramas das imagens simuladas com o modelo ajustado nos dados experimentais.

Faz-se ainda a análise do espaço de incerteza, calculando a imagem média, a variância e a correlação entre 200 pares de imagens simuladas de IA escolhidas aleatoriamente.

3.6.1 SIMULAÇÃO DE IA COM COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO GLOBAL MÉDIO

Os principais resultados da simulação de IA com coeficiente de correlação global encontram-se nas figuras seguintes. Na figura 3.26 está representado o cubo simulado correspondendo à primeira realização.

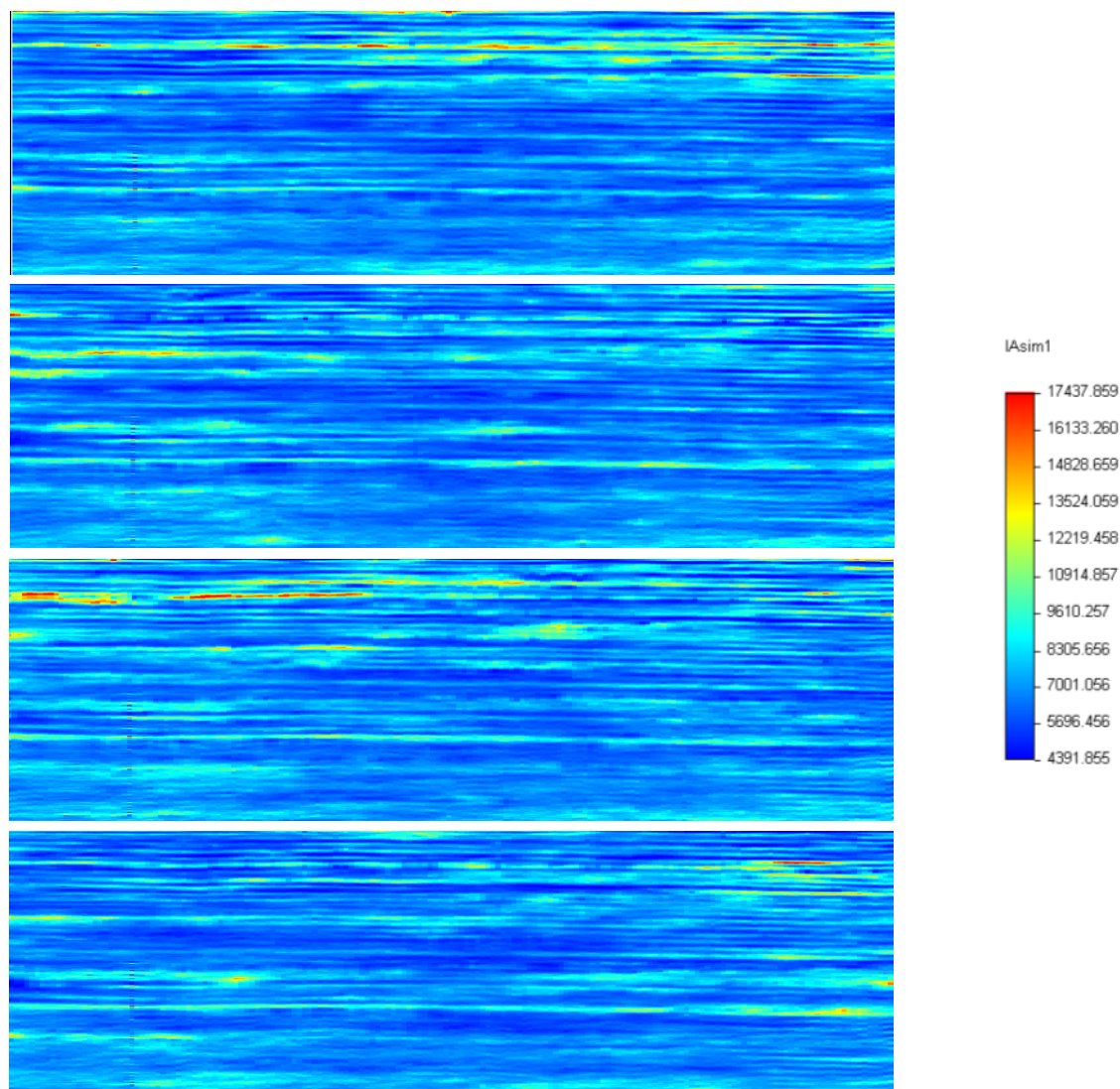


Figura 3.26 – Quatro simulações de IA optimizadas para um coeficiente de correlação global médio, visualização no perfil longitudinal (XL=51)

As figuras 3.27 e 3.28 mostram o bom ajuste do modelo teórico dos dados experimentais, aos variogramas das imagens simuladas com coeficientes de correlação global. Os histogramas da figura 3.28 contribuem para a validação do método.

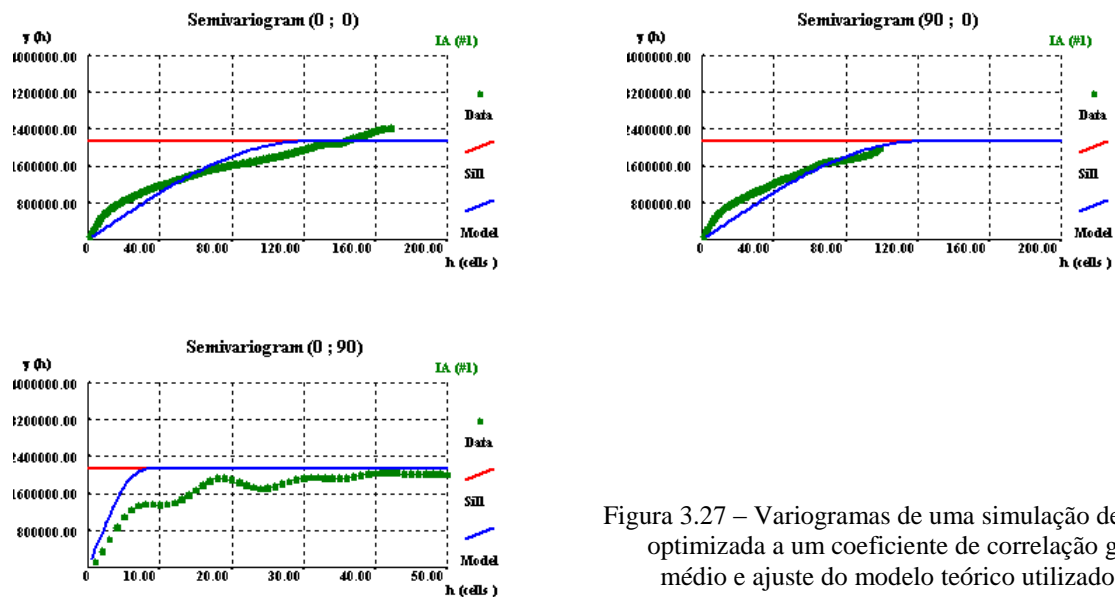


Figura 3.27 – Variogramas de uma simulação de IA otimizada a um coeficiente de correlação global médio e ajuste do modelo teórico utilizado nos dados experimentais

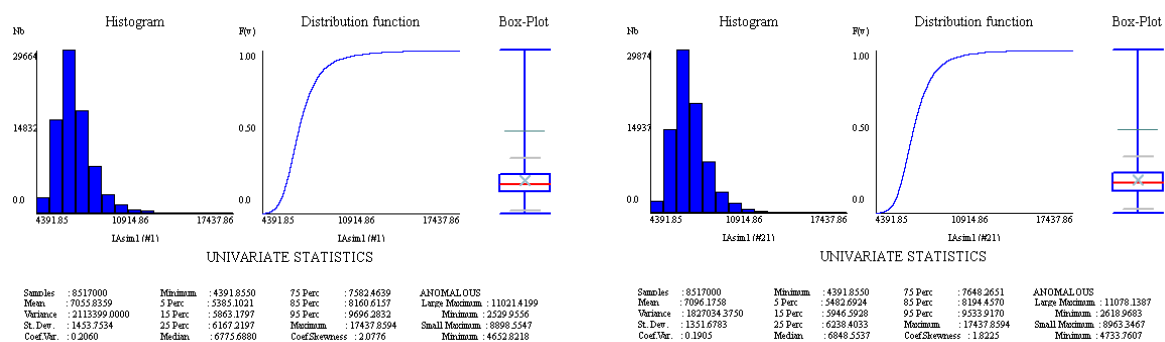


Figura 3.28 – Estatísticos básicos univariados da IA de duas simulações (#1 e #21) otimizadas a um coeficiente de correlação global médio

A tabela 3.5 sintetiza os estatísticos univariados principais das sete primeiras simulações otimizadas a um coeficiente de correlação global médio. A partir dos dados estatísticos apresentados na tabela é possível afirmar que as imagens cumprem com o histograma dos dados experimentais que é um dos aspectos da validação. Na figura 3.29 mostra-se num perfil a imagem de IA determinista, e a imagem média e variância das 200 realizações.

Tabela 3.5 – Síntese e comparação de estatísticos básicos da IA entre as sete primeiras simulações e os dados dos poços

	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	...	Média	Poços
Nº	8517000	8517000	8517000	8517000	8517000	8517000	8517000		8517000	2776
Mín	4391,85	4391,85	4391,85	4391,85	4391,85	4391,85	4391,85		4391,85	4391,85
Q1	6167,22	6221,55	6269,51	6153,01	6091,69	6219,78	6165,24		6386,41	6154,72
Mediana	6775,68	6827,00	6865,76	6711,93	6666,08	6817,74	6740,06		6897,93	6651,45
Q3	7584,46	7610,71	7640,49	7430,52	7420,37	7606,84	7519,68		7507,66	7364,59
Máx	17437,86	17437,86	17437,86	17437,86	17437,86	17437,86	17437,86		17437,86	17437,86
Média	7055,84	7037,88	7099,16	6899,45	6892,70	7076,75	6978,22		7017,49	6957,39
Variância	2113399	1576419	1727506	1377761	1556151	1891628	1621419		826639	2002743
Assimetria	2,08	1,53	1,83	1,47	1,76	2,03	1,64		1,16	2,55

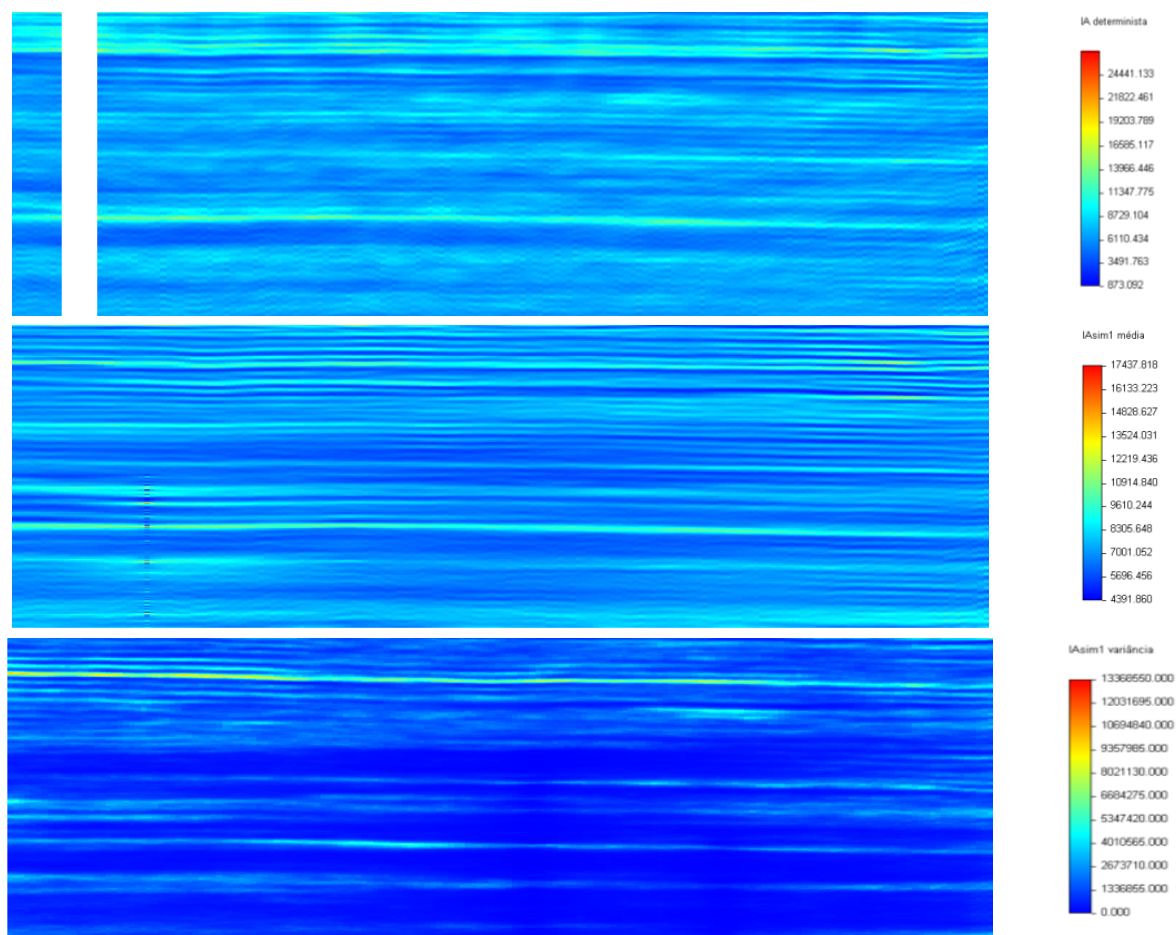


Figura 3.29 – Imagem de IA determinista, média e variância das 200 realizações otimizadas para um coeficiente de correlação global médio, visualização no perfil longitudinal (XL=51).

O estudo do espaço de incerteza é feito recorrendo à análise da variância local. As zonas a azul (figura 3.29) não apresentam variância significativa, enquanto as outras cores referem-se a zonas com alguma incerteza associada (zonas mais afastadas dos poços disponíveis).

Na figura 3.30 mostra-se os coeficientes de correlação traço a traço entre as sísmicas para uma imagem simulada (imagem esquerda) e a média dos 200 coeficientes de correlação (imagem direita). Em síntese, o valor médio dos coeficientes de correlação está correcto em relação ao objectivo (0,576) mas não se distingue o padrão local evidenciado pela imagem 3.20.

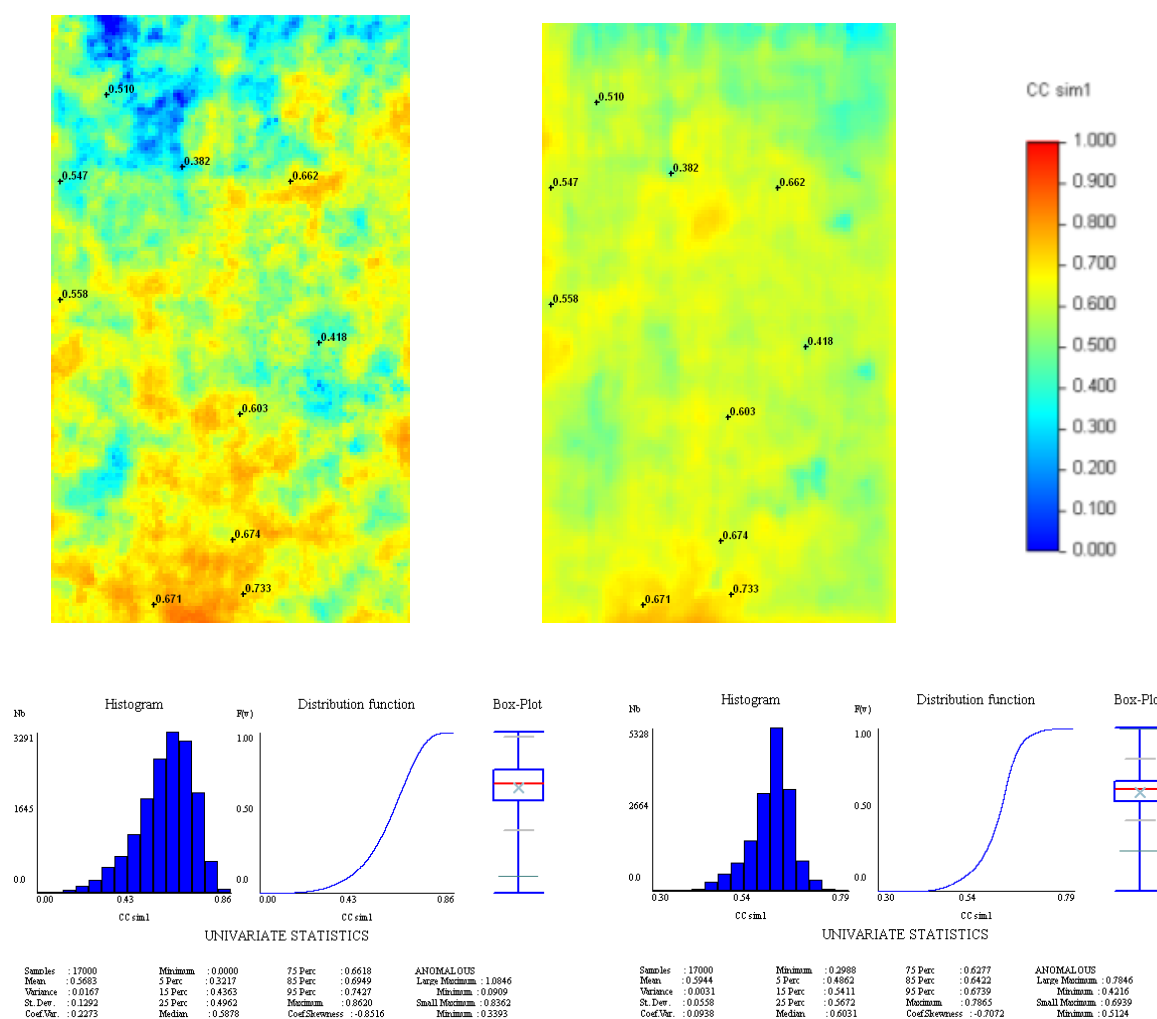


Figura 3.30 – Imagem no plano horizontal da correlação local traço a traço (em cima e à esquerda) entre a sísmica real e a sísmica sintética obtida por convolução para as simulações de IA optimizadas para um coeficientes de correlação global médio e respectivos estatísticos (em baixo)

Focando em primeiro lugar na comparação das imagens determinista e geoestatística de impedâncias acústicas, o primeiro comentário diz respeito à amplitude de valores apresentado pelas respectivas escalas. A imagem de impedância obtida pelo método determinista apresenta uma amplitude de valores bastante superior à imagem simulada (e dados de partida), fazendo com que o resultado seja uma imagem com transições aparentemente muito mais suaves. Contudo, em ambas as imagens são reveladas as tendências principais dos dados, e quanto mais nos afastamos da localização dos poços, mais as imagens se aproximam uma da outra, Isso é bastante visível no limite esquerdo dos perfis.

A imagem da variância permite verificar mais uma vez que no topo do modelo, onde não existe intersecção dos poços, a variabilidade dos dados aumenta, e estes afastam-se um pouco mais do valor esperado.

Como referido anteriormente, outra forma de avaliar o espaço de incerteza foi calcular o coeficiente de correlação entre as simulações. Dado o elevado número de simulações (200), e logo de possíveis combinações, esta análise foi feita por amostragem aleatória de 200 pares. Os resultados estão na figura 3.31. Estes coeficientes de correlação medem a similitude entre as imagens simuladas, mostrando por isso que as imagens têm um grau de similitude quantificado a 0,49. Em trabalhos futuros, este valor deverá ser confrontado com o resultado de outras metodologias, idealmente a melhor metodologia terá o valor mais baixo significando melhor exploração do espaço de incerteza para as mesmas premissas de validação.

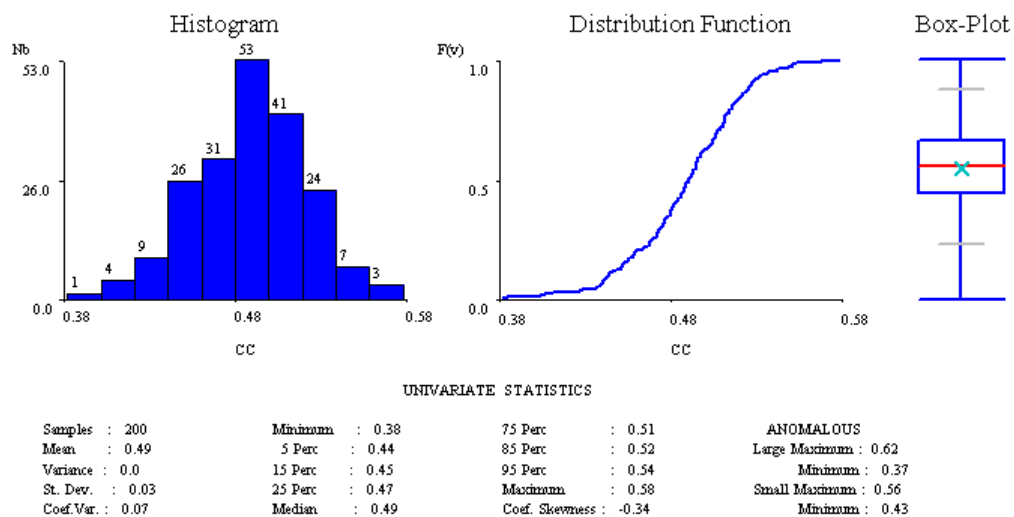


Figura 3.31 – Coeficientes de correlação entre pares de imagens simuladas de IA otimizadas para um coeficiente de correlação global médio

3.6.2 SIMULAÇÃO DE IA COM COEFICIENTES DE CORRELAÇÃO LOCAIS

Os principais resultados da simulação de IA com coeficientes de correlação locais encontram-se nas figuras seguintes. Na figura 3.32 está representado o cubo simulado correspondendo à primeira realização.

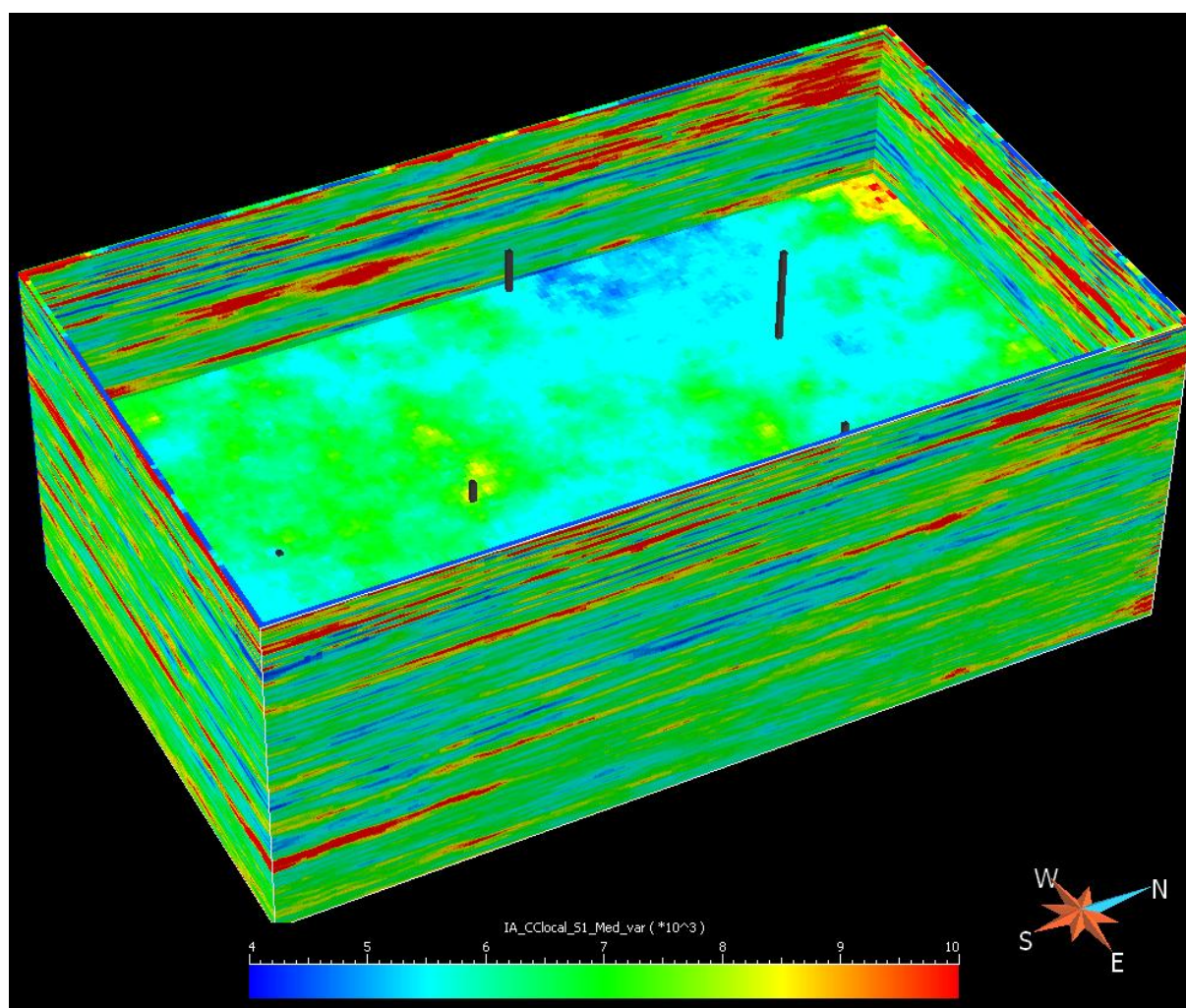


Figura 3.32 – Cubo de impedâncias acústicas simuladas (#1) otimizado para coeficientes de correlação locais

Através da visualização das imagens simuladas é possível observar que as principais tendências estruturais estão presentes. O perfil escolhido para representar um conjunto de quatro simulações atravessa um poço e, por isso, é possível verificar o cumprimento local dos dados experimentais. Na figura 3.33 é apresentado um conjunto de quatro perfis de realizações diferentes. Na figura 3.34 apresenta-se a imagem média das 200 realizações.

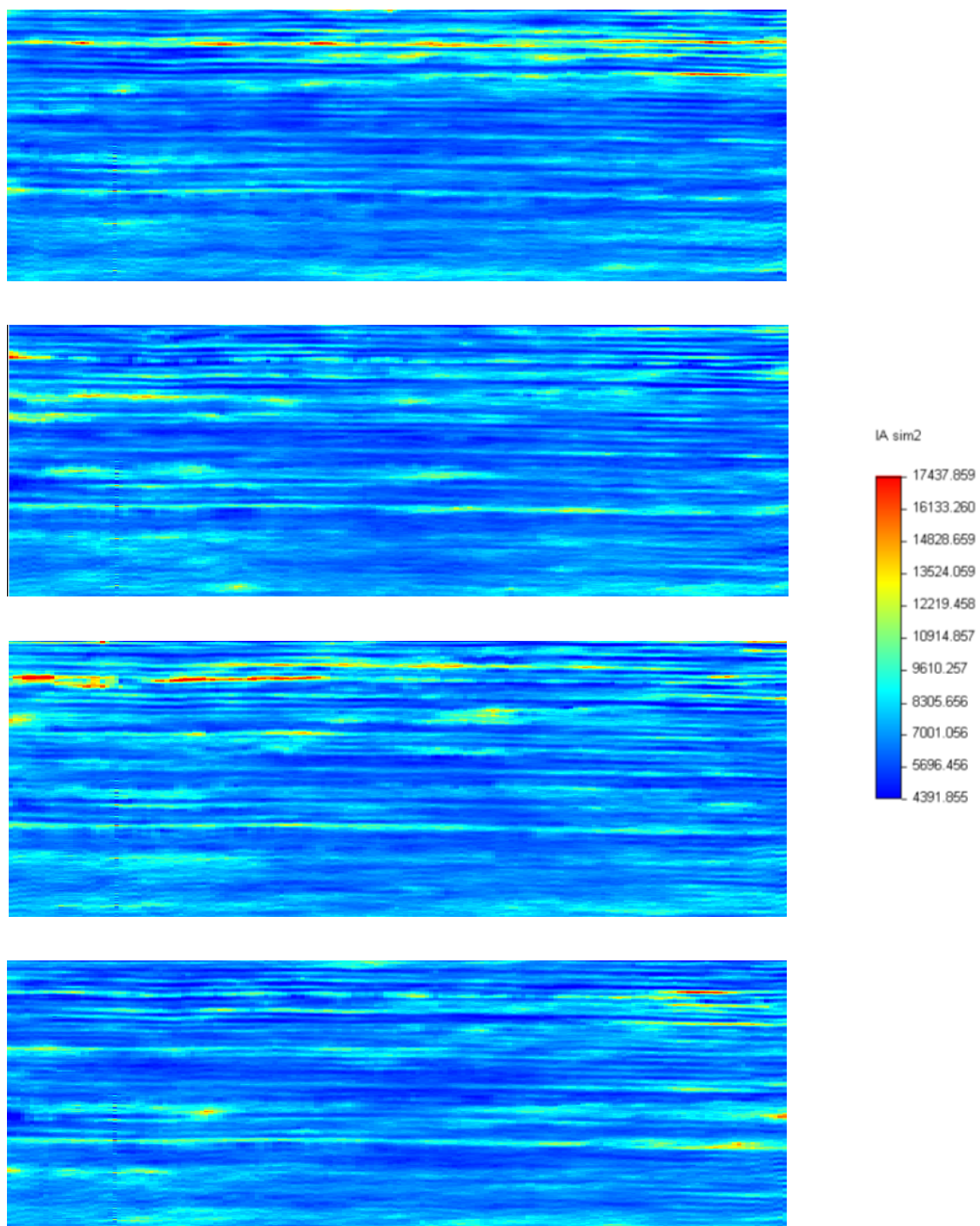


Figura 3.33 – Quatro simulações de IA otimizadas para um coeficiente de correlação local. Visualização no perfil longitudinal (XL=51)

.7

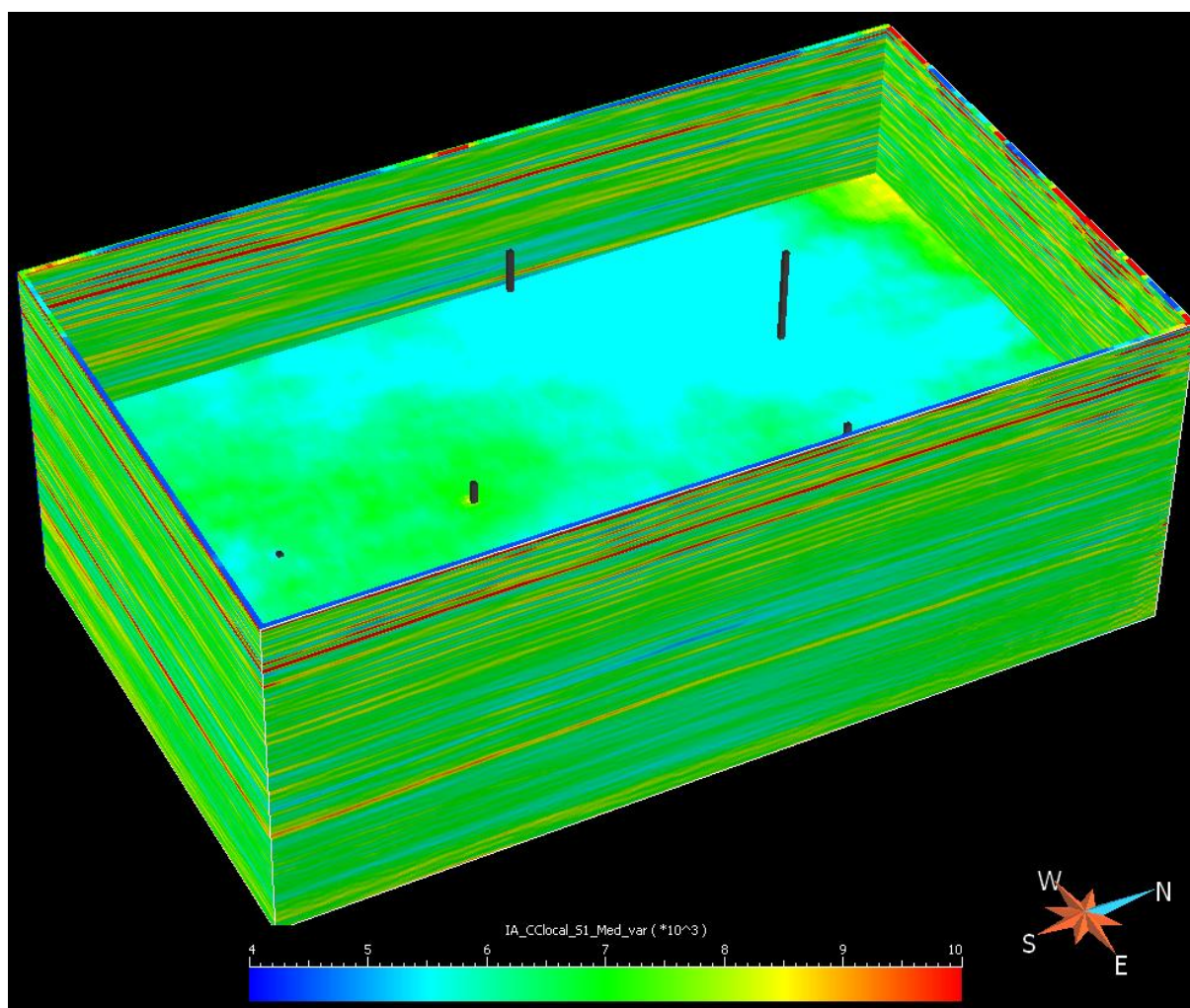


Figura 3.34 – Média das 200 realizações de impedâncias acústicas optimizadas para coeficientes de correlação locais

A tabela 3.6 sintetiza os estatísticos univariados principais das sete primeiras realizações. É possível concluir a partir da observação dos dados na tabela que o histograma dos dados experimentais é cumprido e que a diferença entre o conjunto de realizações seleccionadas, a média de 200 imagens simuladas e os dados dos poços, é residual.

Tabela 3.6 – Síntese e comparação de estatísticos básicos da IA entre as sete primeiras simulações e os dados dos poços

	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	...	Média	Poços
Nº	8517000	8517000	8517000	8517000	8517000	8517000	8517000		8517000	2776
Mín	4391,85	4391,85	4391,85	4391,85	4391,85	4391,85	4391,85		4391,85	4391,85
Q1	6166,89	6220,66	6267,58	6151,36	6091,72	6218,81	6163,79		6384,40	6154,72
Mediana	6773,17	6825,68	6864,41	6710,08	6663,72	6815,62	6737,53		6894,08	6651,45
Q3	7580,78	7611,05	7640,71	7429,38	7417,73	7605,15	7518,64		7501,13	7364,59
Máx	17437,86	17437,86	17437,86	17437,86	17437,86	17437,86	17437,86		17437,86	17437,86
Média	7055,24	7036,97	7099,32	6898,02	6891,51	7074,85	6976,86		7016,42	6957,39
Variância	2118144	1575297	1732909	1376183	1554579	1886358	1620881		833736	2002743
Assimetria	2,08	1,53	1,85	1,47	1,78	2,03	1,66		1,22	2,55

A figura 3.35 permite observar num plano horizontal a correlação local traço a traço entre a sísmica sintética obtida por convolução para as simulações de IA otimizadas para coeficientes de correlação locais e uma imagem média dos coeficientes de correlação locais. É possível verificar, comparadas as duas imagens, que as regiões de maior e menor correlação espacial mantêm a mesma tendência e que agora se aproximam das da imagem objectivo (figura 3.20). Ao visualizar os histogramas e os estatísticos das duas imagens verifica-se que as diferenças são mínimas e que os dois conjuntos de estatísticos confirmam as conclusões apresentadas pelas imagens.

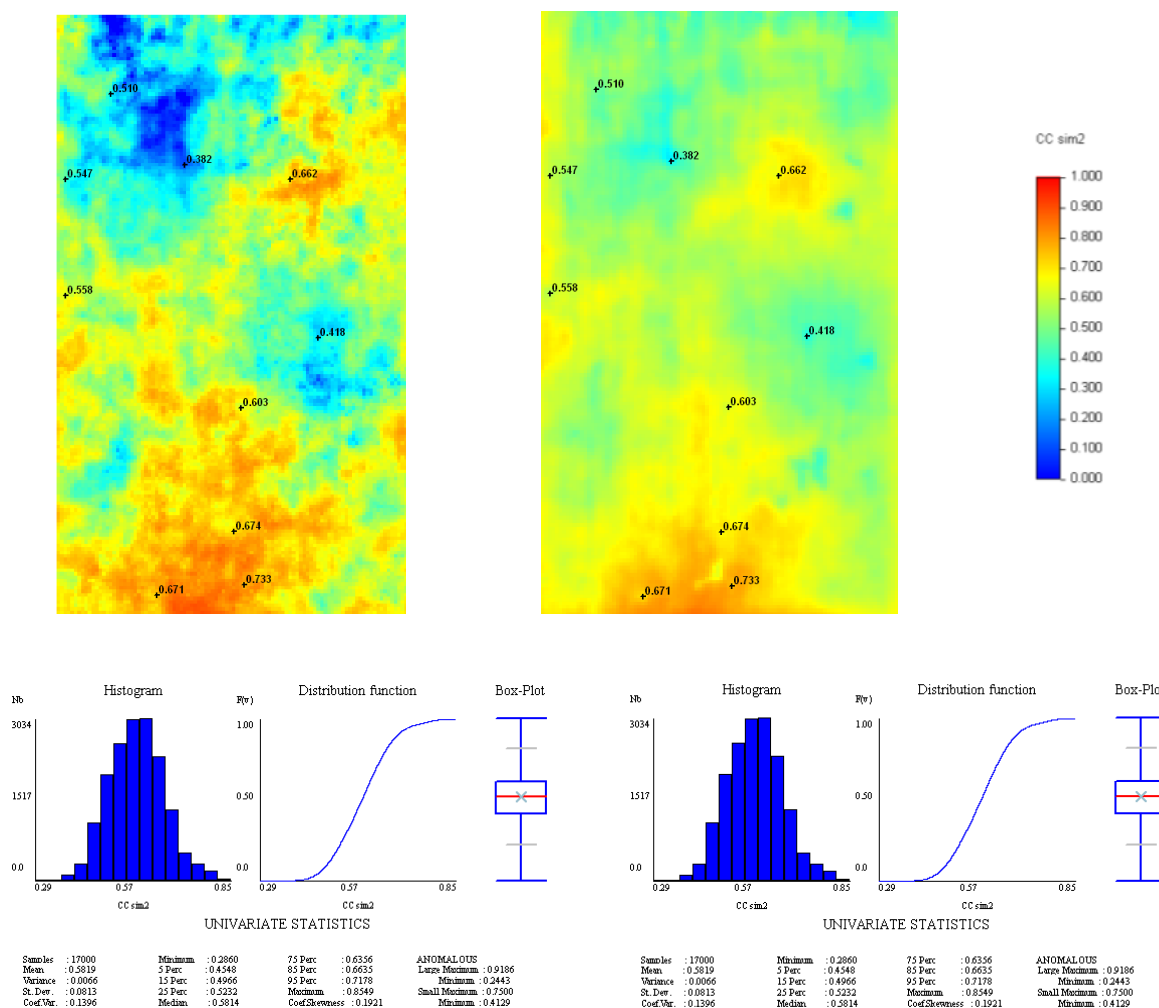


Figura 3.35 – Imagem no plano horizontal da correlação local traço a traço (em cima e à esquerda) entre a sísmica real e a sísmica sintética obtida por convolução para as simulações de IA otimizadas para coeficientes de correlação locais e respectivos estatísticos básicos univariados (em baixo)

Para caracterizar o espaço de incerteza associada às 200 realizações de IA foi também aqui calculada a variância célula a célula para o conjunto dos valores simulados. As figuras 3.36 e 3.37 representam um cubo da variância calculada para as 200 realizações e um perfil longitudinal retirado desse mesmo cubo. Uma das principais conclusões a retirar da observação das figuras é que a variância dos dados é maior no topo do reservatório. Isto deve-se ao facto de os poços não intersectarem o cubo de dados em toda a sua altura. Na figura 3.37 é perfeitamente visível onde termina o poço que intersecta o perfil, e que a partir daí a variância aumenta moderadamente. Outros locais onde a tendência de variância é alta estão relacionados com a persistência de valores altos de IA no conjunto das simulações (efeito proporcional).

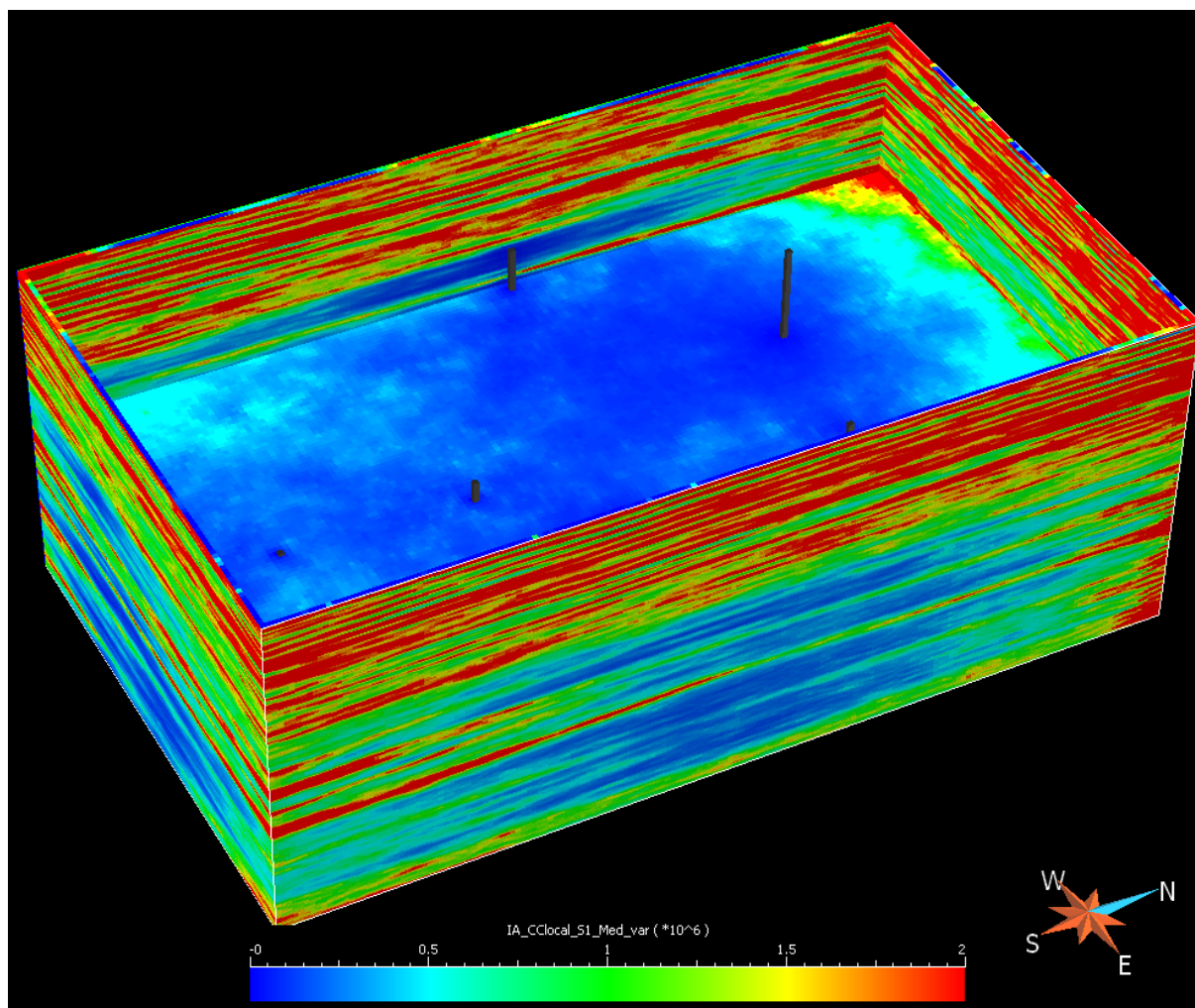


Figura 3.36 – Variância das 200 realizações de impedâncias acústicas otimizadas para coeficientes de correlação locais

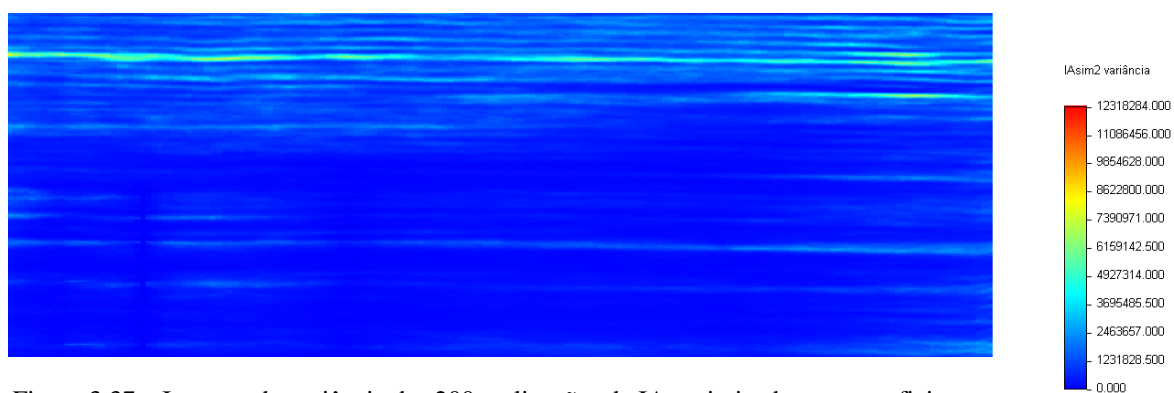


Figura 3.37 – Imagem da variância das 200 realizações de IA otimizadas para coeficientes de correlação locais. Visualização no perfil longitudinal (XL=51)

Novamente foram seleccionadas aleatoriamente 200 combinações de imagens simuladas de IA, e calculados os coeficientes de correlação entre elas. A figura 3.38 resume os coeficientes de correlação calculados entre imagens. Este valor é praticamente igual ao obtido pelo coeficiente de correlação global pelo que neste aspecto a exploração do espaço de incerteza é igual.

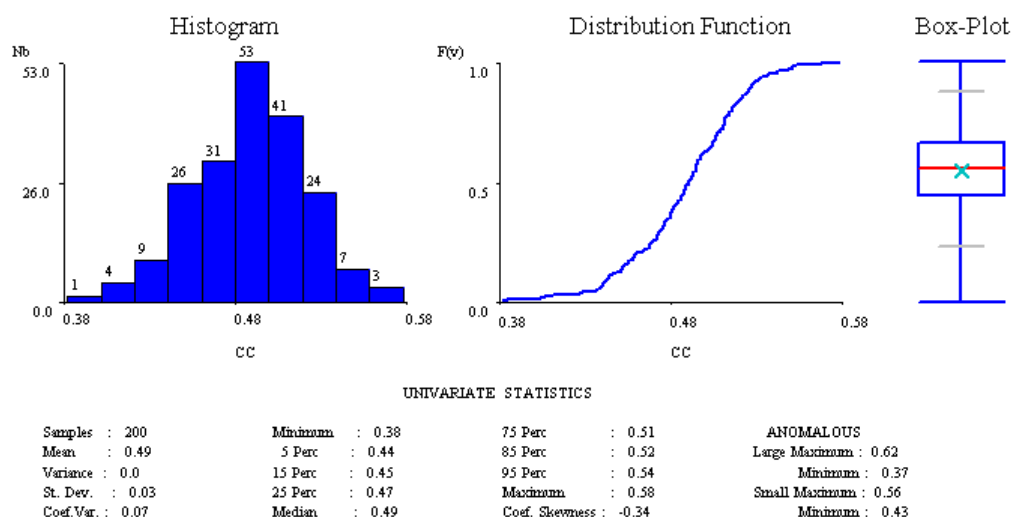


Figura 3.38 – Coeficientes de correlação entre pares de imagens simuladas de IA optimizadas para coeficientes de correlação locais

3.7 MODELAÇÃO DA POROSIDADE

As IA simuladas na secção anterior (3.6.2) fornecidas pela simulação optimizada a coeficientes de correlação locais, será a informação condicionante na co-simulação da porosidade. É utilizada a co-simulação sequencial directa clássica (Co-SSD) para gerar um modelo de porosidades a partir dos dados experimentais e das imagens simuladas de IA. O coeficiente de correlação para a simulação da porosidade foi obtido na análise bivariada entre os dados de impedância e porosidade observados nos poços que é de -0,66 (ver capítulo 3.2).

A verificação da qualidade das realizações de porosidade seguirá os mesmos critérios dos da IA. Os resultados obtidos são apresentados nas figuras seguintes (quatro co-simulações de porosidade – 3.39; representação 3D do cubo de porosidade – 3.40; estatísticos básicos univariados da porosidade de duas simulações – 3.41 e variogramas de uma simulação de porosidade e ajuste do modelo teórico utilizado nos dados experimentais – 3.42). Na tabela

3.7 apresenta-se uma síntese e comparação de estatísticos básicos da porosidade entre as sete primeiras simulações e os dados dos poços.

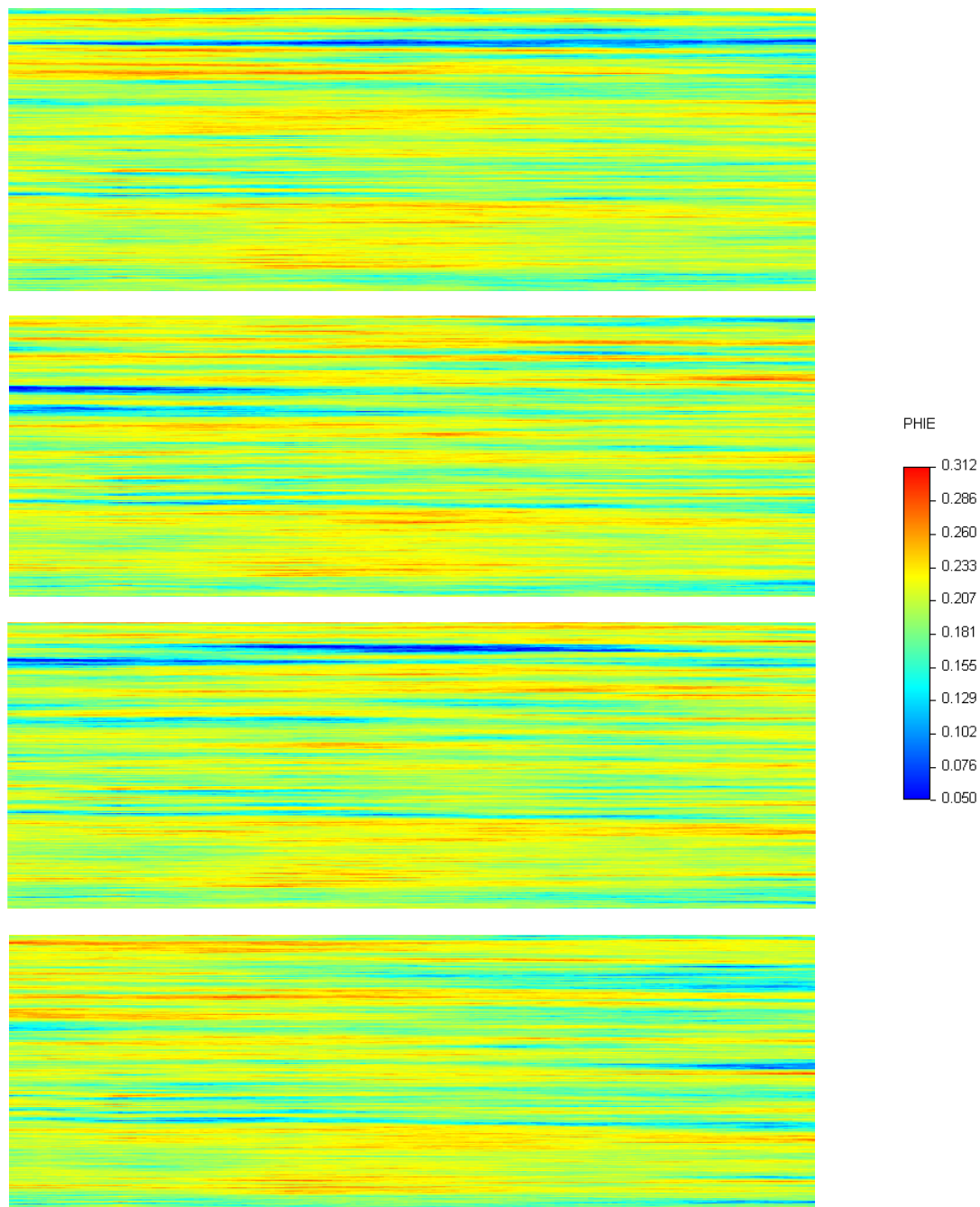


Figura 3.39 – Quatro co-simulações de porosidade, visualização no perfil longitudinal (XL=51)

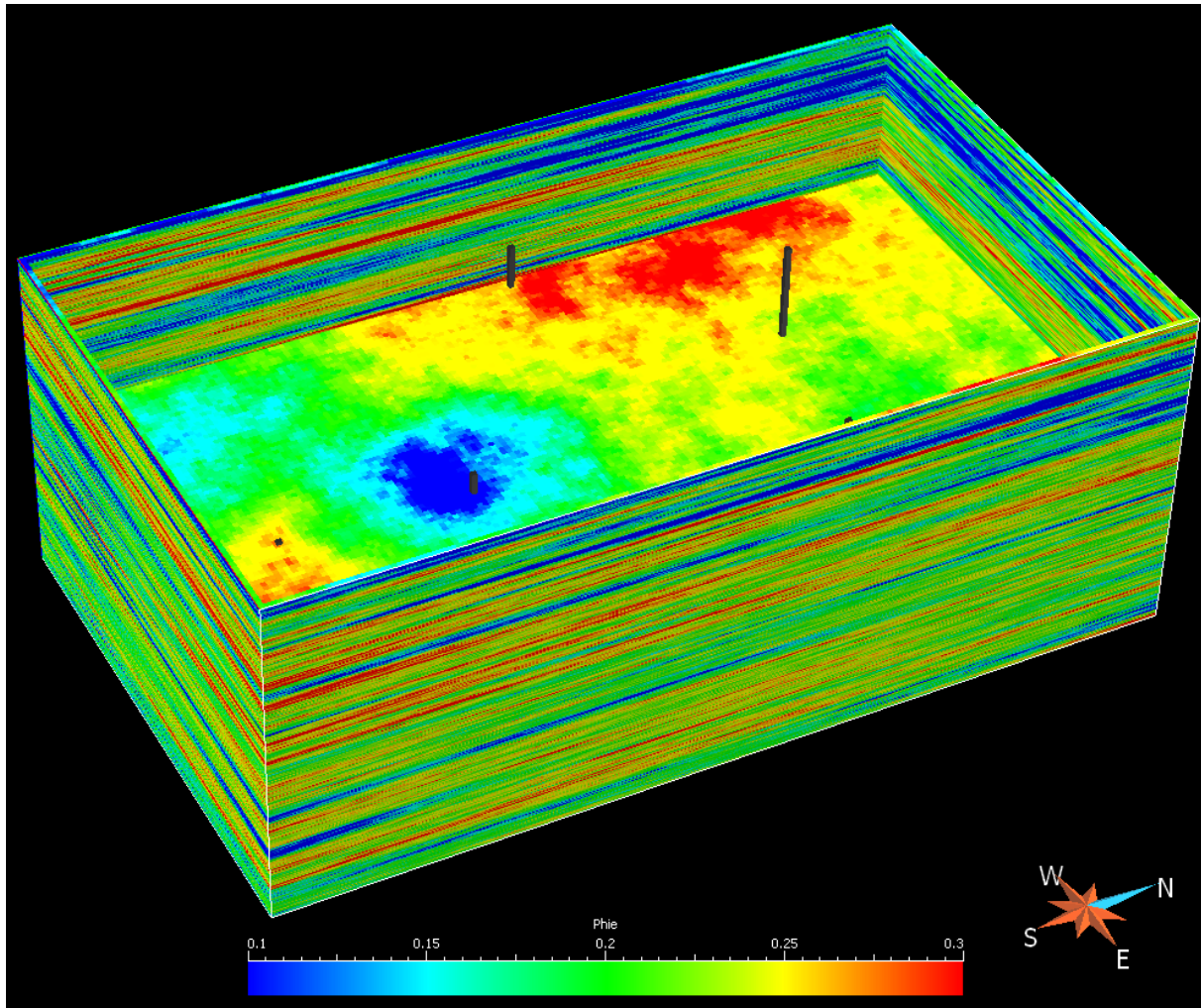


Figura 3.40 – Cubo de porosidades simuladas (#1)

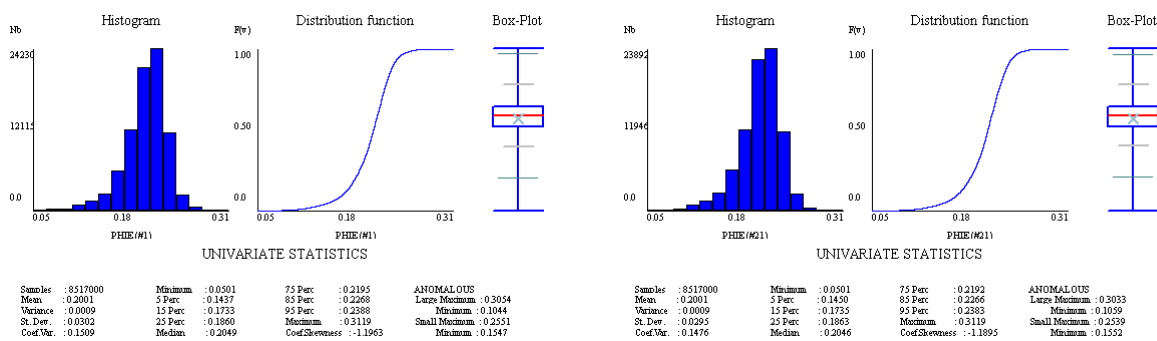


Figura 3.41 – Estatísticos básicos univariados da porosidade de duas simulações (#1 e #21)

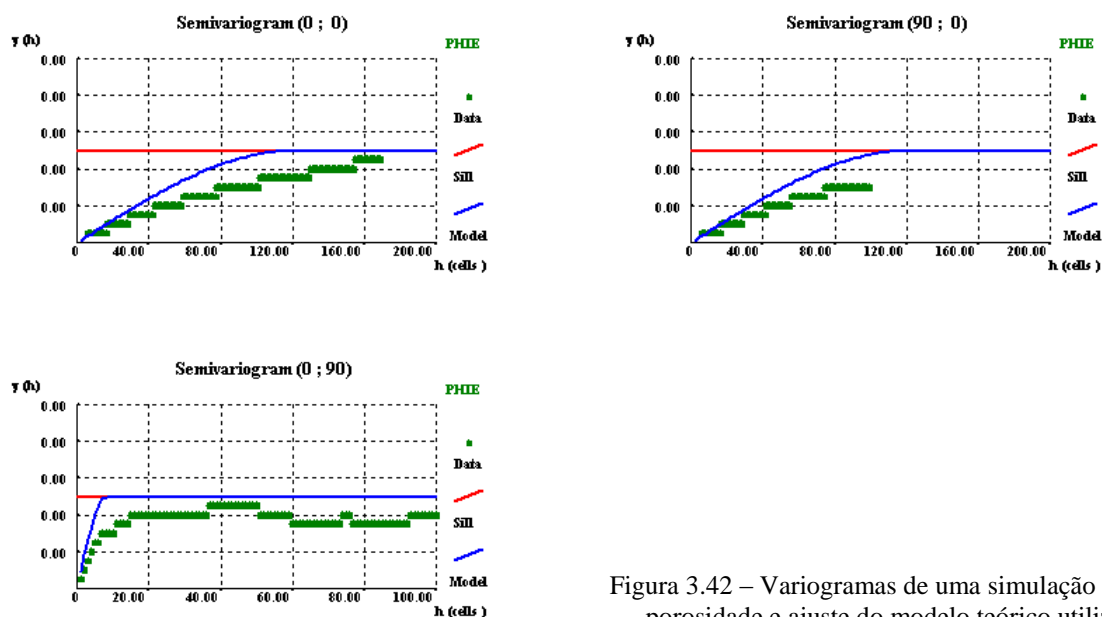


Figura 3.42 – Variogramas de uma simulação de porosidade e ajuste do modelo teórico utilizado nos dados experimentais

Os resultados apresentados na tabela 3.7 são bastante bons, os valores de porosidade simulados aproximam-se e muito do padrão de valores observados nos poços. A partir dos valores obtidos é possível confirmar o cumprimento do histograma dos dados experimentais. Os histogramas das imagens simuladas apresentam uma distribuição semelhante à dos dados de partida, onde se realça a proximidade entre a média e a mediana, podendo afirmar-se que se trata de uma lei normal.

Tabela 3.7 – Síntese e comparação de estatísticos básicos da porosidade entre as sete primeiras simulações e os dados dos poços

	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	...	Média	Poços
Nº	8517000	8517000	8517000	8517000	8517000	8517000	8517000		8517000	2776
Min	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050		0,050	0,050
Q1	0,186	0,185	0,186	0,185	0,185	0,186	0,185		0,188	0,185
Mediana	0,205	0,204	0,204	0,204	0,204	0,205	0,204		0,203	0,203
Q3	0,220	0,218	0,219	0,219	0,219	0,220	0,219		0,214	0,218
Máx	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312		0,312	0,312
Média	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200		0,200	0,200
Variância	0,0009	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0009	0,0008		0,0004	0,0009
Assimetria	-1,196	-0,762	-0,935	-0,812	-0,836	-1,325	-0,770		-0,692	-0,701

Tal como na simulação de impedâncias, o espaço de incerteza associada a simulação dos cubos de porosidade, é estudado utilizando o cálculo da variância local. As figuras 3.43 e 3.44 apresentam a média de 200 realizações de porosidade e cubo de variância local, respectivamente. Na figura 3.45 apresentam-se imagens em perfil da média e da variância. A partir da visualização das imagens é possível verificar, tal como para a modelação de impedâncias, que as zonas de maior incerteza são zonas mais afastadas dos poços.

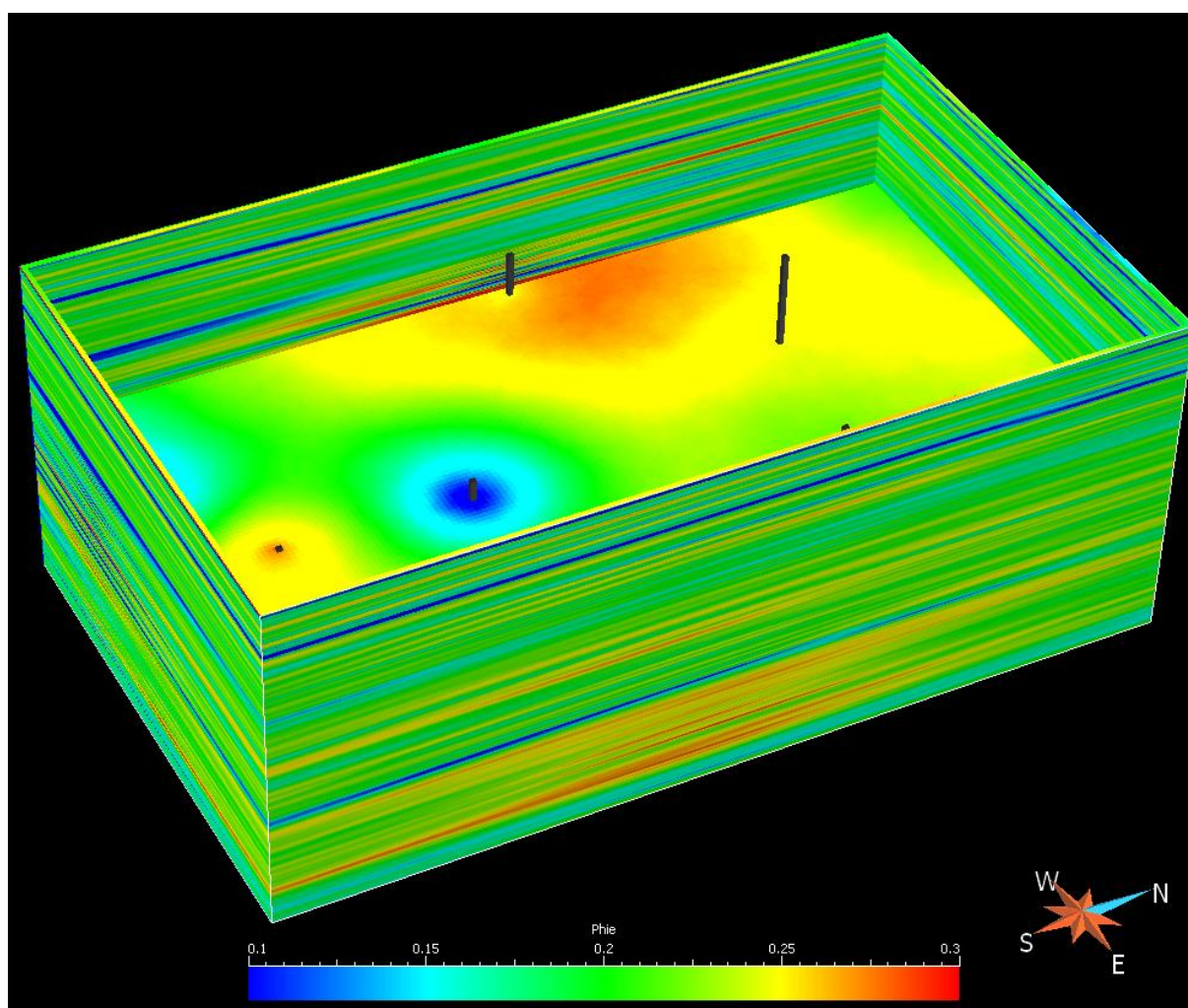


Figura 3.43 – Média das 200 imagens simuladas de porosidade

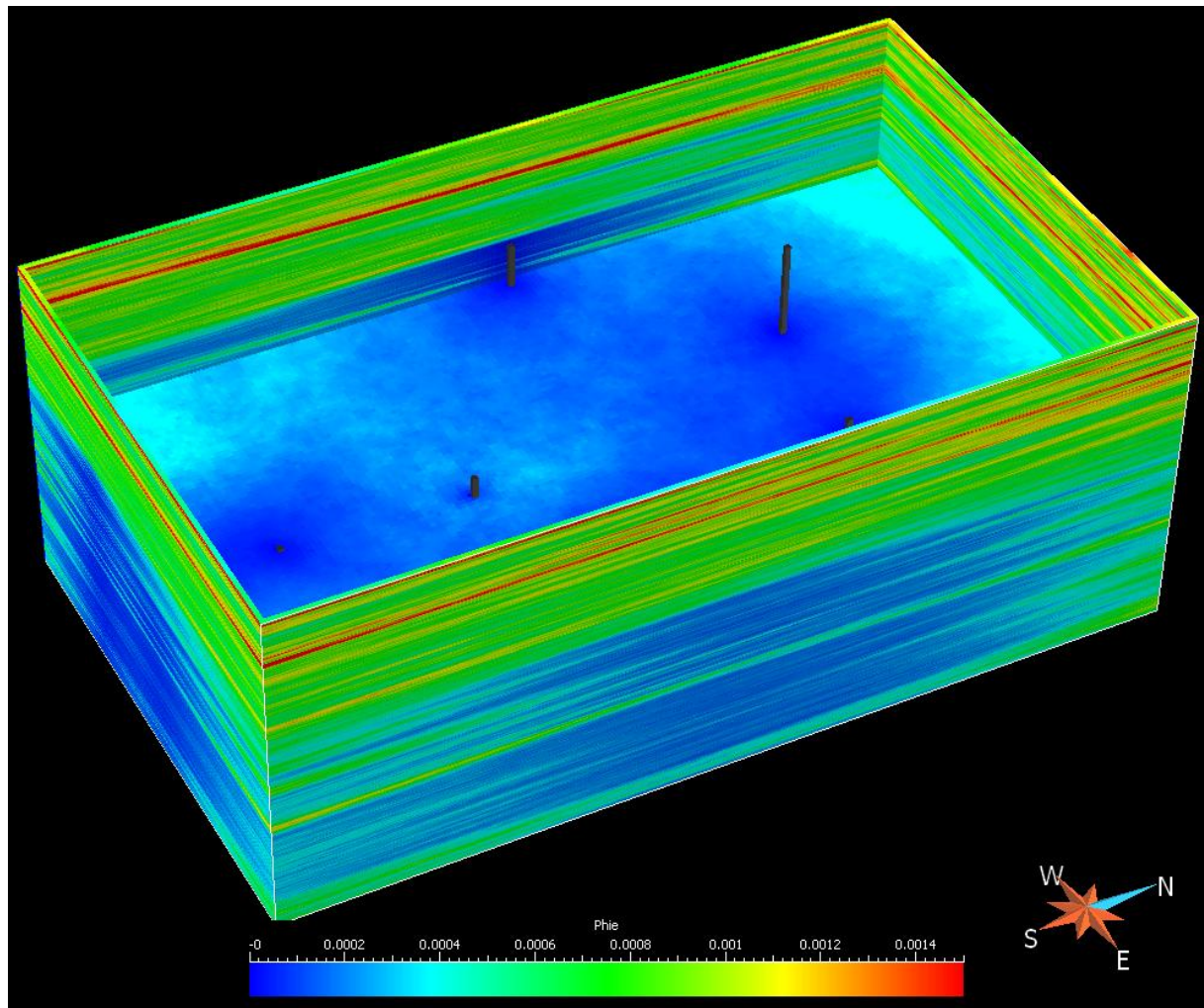
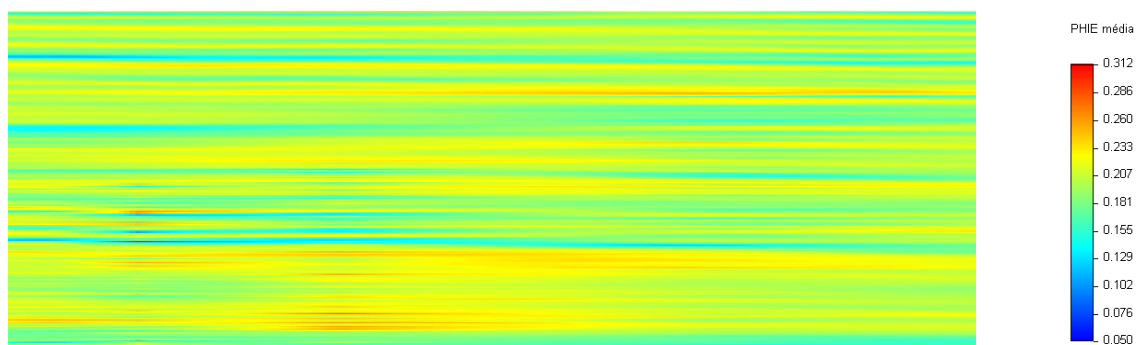


Figura 3.44 – Variância das 200 realizações de porosidade



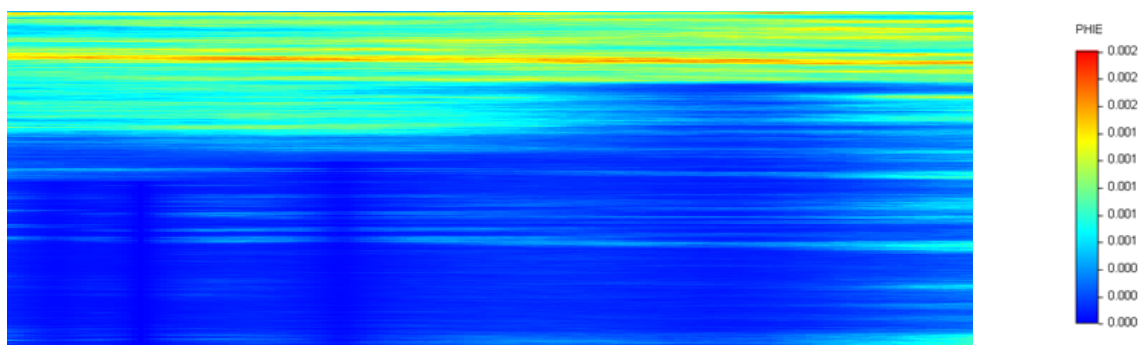


Figura 3.45 – Imagem média e variância das 200 co-simulações de porosidade, visualização no perfil longitudinal (XL=51)

A figura 3.46 apresenta o histograma dos coeficientes de correlação entre as porosidades simuladas e as impedâncias acústicas na mesma localização. Verifica-se que o coeficiente de correlação calculado entre a IA e a porosidade dos dados observados nos poços (-0,66) é aproximadamente reproduzido nas imagens simuladas.

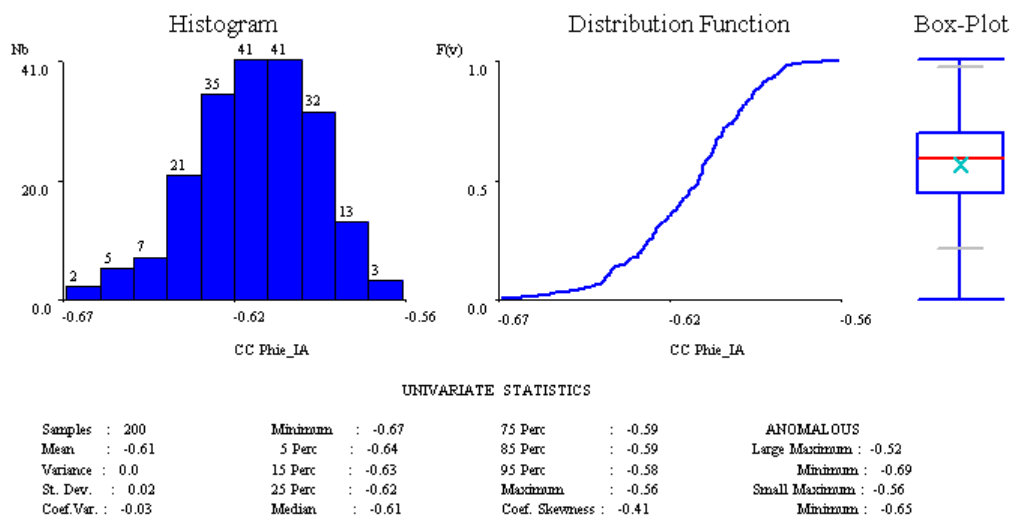


Figura 3.46 – Coeficientes de correlação médios entre as co-simulações de porosidade e as respectivas impedâncias acústicas

Da mesma forma que se calcularam coeficientes de correlação entre 200 pares de imagens para estudar o espaço de incerteza associado aos modelos de impedâncias, calcularam-se também, para o mesmo número de pares de realizações de porosidades, os coeficientes de correlação entre imagens. A figura 3.47 resume os resultados.

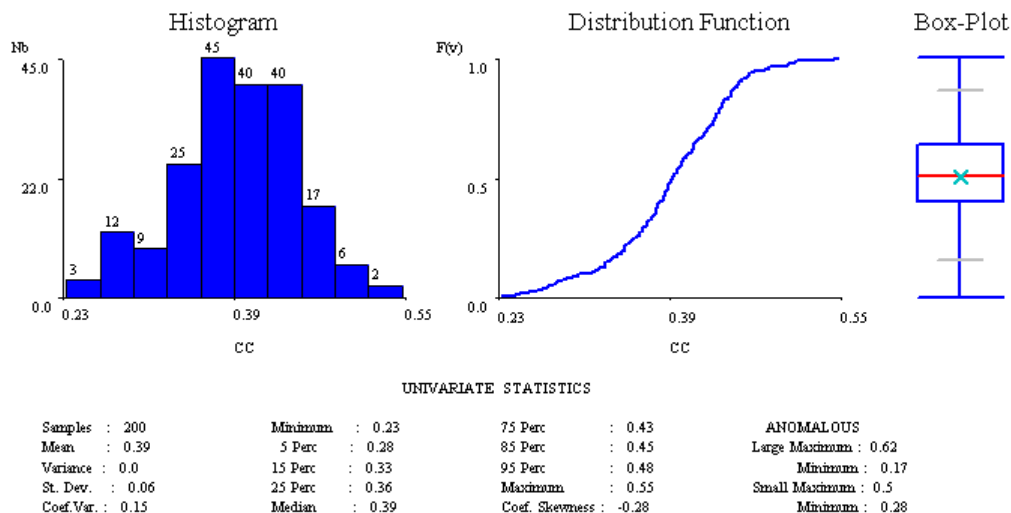


Figura 3.47 – Coeficientes de correlação entre pares de imagens simuladas de porosidade

A modelação de impedâncias acústicas ganha especial importância, quando, tal como no estudo desenvolvido ao longo deste trabalho, é utilizado para construir um modelo de porosidades de um reservatório. Isto é fundamentado pela relação, referida nos capítulos anteriores, entre a IA e a porosidade e pela importância que a porosidade tem na estimação de reservas.

A partir do modelo de porosidade simulado neste capítulo, reúne-se parte da informação fundamental para um possível cálculo de reservas. Contudo, a estimação de reservas depara-se com o facto das coordenadas verticais neste estudo terem sido abordadas em tempo pelo que não será apresentada qualquer quantificação de reservas ou respectiva incerteza estatística.

Todavia as simulações de porosidade mostram a viabilidade da aplicação da metodologia proposta que deverá ser em trabalhos futuros comparada em performance com as metodologias concorrentes.

4. NOTAS FINAIS

O principal objectivo desta dissertação foi a criação e teste de um algoritmo de inversão estocástico para a modelação de IA, integrando informação sísmica 3D *post-stack* e dados de poços, através da aplicação de técnicas geoestatísticas de simulação e co-simulação. O trabalho foi desenvolvido em várias fases, sendo possível resumir estas notas finais sobre os métodos aplicados e os resultados obtidos.

A inversão sísmica é uma técnica utilizada para a obtenção de propriedades geológicas e de grande importância para a indústria petrolífera. Por existirem inúmeras técnicas, desenvolver um novo algoritmo ou variante de inversão sísmica estocástica constituiu por si mesmo um desafio.

A primeira etapa do trabalho experimental foi o estudo estatístico clássico e espacial dos dados de partida. Através dos estatísticos básicos e da análise variográfica foi possível definir o padrão estatístico e estrutural dos dados iniciais e, comparar com os resultados obtidos. Uma das conclusões retiradas foi que apesar do *upscaling* dos dados de IA e porosidade para a mesma resolução da sísmica (1 ms), o padrão geral dos dados é mantido. Os bons resultados de todo o trabalho dependeram também, do bom ajuste entre os dados sísmicos e a *wavelet* utilizada.

De acordo com o estudo realizado podem tirar-se as seguintes conclusões:

A. *Relativamente à inversão determinista de IA*

- i. O cubo determinista de IA foi obtido com recurso ao *software Opendtect®*. A interpolação dos valores em todo o cubo foi feita a partir de um modelo inicial de IA, que reflecte o padrão estrutural dos dados dos poços entre horizontes previamente definidos.
- ii. A solução determinista é vista como uma solução optimal de IA para o espectro de valores dos *logs* dos poços, de amplitudes sísmicas e modelo de *wavelet*. O resultado é um modelo de IA suavizado do qual se podem calcular os respectivos coeficientes de reflexão deterministas.
- iii. Foi calculado um cubo de sísmica sintética a partir dos valores de IA deterministas. O cubo de sísmica sintética foi comparado com o cubo de sísmica real para validar o modelo determinista. Através dos histogramas obtidos e da análise dos coeficientes de correlação traço a traço entre as sísmicas foi possível

verificar que o modelo de impedâncias deterministas apresenta erro mínimo (correlações quase sempre superiores a 0,9) e que reflecte a informação observada nos poços, a *wavelet* e qualidade da sísmica.

- iv. Calculou-se um cubo de coeficientes de reflexão a partir do cubo de IA determinista que foram utilizados para condicionar a geração estocástica de IA na etapa seguinte.

B. Relativamente à inversão estocástica de IA

- i. Pretendeu-se com a inversão estocástica aplicar um algoritmo inovador para gerar um modelo de IA com variabilidade suficiente para estudar e avaliar o respectivo espaço de incerteza.
- ii. O algoritmo desenvolvido baseia-se na simulação e co-simulação sequencial directa para a geração de n imagens equiprováveis de IA e tem a capacidade de integrar dados de IA de n poços e dados sísmicos, e a particularidade de os condicionar a uma solução determinista de coeficientes de reflexão (solução óptima). Este algoritmo tem a vantagem de concretizar apenas tantas execuções quantas as realizações desejadas, tornando-o por isso muito eficiente.
- iii. No caso de estudo apresentado foram realizadas duas abordagens à simulação de IA. Uma optimizada a coeficientes de correlação globais e outra optimizada a coeficientes de correlação locais. O mapa de coeficientes de correlação locais foi estimado por krigagem normal a partir dos coeficientes de correlação obtidos pelos dados dos poços e a sísmica real homóloga. O coeficiente de correlação global médio calculado foi de 0,576.
- iv. Previamente à simulação foi construída uma tabela de correspondências, entre os coeficientes de correlação utilizados na simulação e os coeficientes de correlação objectivo entre a sísmica real e a sísmica sintética. Esta tabela foi construída a partir de 10 realizações piloto.
- v. Foram realizadas 200 simulações para cada uma das abordagens. O conjunto de realizações cumpriu com os critérios de qualidade predefinidos, e revelaram o cumprimento local dos dados experimentais, dos histogramas e dos variogramas dos mesmos.

- vi. Pela análise dos resultados obtidos, foi possível verificar que a optimização a coeficientes de correlação locais aproxima os resultados dos coeficientes de correlação dos observados na localização dos poços, sem detrimento de nenhuma outra característica que no global se mantém quase iguais pelo que é preferível esta abordagem de optimização.
- vii. Para a análise do espaço de incerteza foram utilizadas duas ferramentas: a variância e os coeficientes de correlação entre imagens. Pela análise das variâncias das imagens simuladas, para as duas abordagens à modelação, foi possível verificar que a variância apresentava valores significativamente baixos, com a excepção da zona superior do cubo de estudo. Essa zona coincide com a ausência de dados dos poços e por isso uma maior incerteza. Para o cálculo do coeficiente de correlação entre imagens foram seleccionadas por amostragem aleatória 200 pares de imagens. A partir dos histogramas dos coeficiente de correlação obtidos foi possível avaliar a proximidade entre imagens mas o valor obtido deve ser comparado em trabalhos futuros com o de outras metodologias.
- viii. A imagem de IA média das 200 realizações tem semelhanças com a imagem obtida pela inversão determinista. Apesar das diferenças nas escalas dos valores (a imagem determinista apresenta uma escala de valores com maior amplitude e por isso a representação cromática é mais suave), ambas apresentam os mesmos padrões de valores altos e baixos. Uma solução determinista pode ser por isso considerada como uma imagem média de n soluções de IA obtidas por métodos estocásticos,

C. Relativamente à modelação de porosidades

- i. A geração de um modelo de porosidades foi realizada recorrendo à simulação dos dados de porosidade observados nos poços e condicionada ao modelo de IA simulado. Para a construção do modelo utilizou-se uma versão paralelizada da SSD.
- ii. A análise bivariada da IA e da porosidade evidenciou um coeficiente de correlação de -0,66. Isto justifica-se pelo facto de a velocidade das ondas sísmicas aumentar quando a porosidade do meio diminui e vice-versa pelo que o valor obtido é muito plausível.

- iii. Foram igualmente realizadas 200 co-simulações de porosidades condicionadas às IA simuladas (uma para uma). O conjunto de realizações cumpriu com os critérios de qualidade predefinidos: cumprimento local dos dados experimentais, dos estatísticos uni e bivariados e os variogramas dos dados iniciais.
- iv. Tal como para as simulações de IA, recorreu-se à variância e aos coeficientes de correlação entre pares de imagens para avaliar o espaço de incerteza. Novamente, a análise da variância mostrou que o topo da área de estudo é a zona de maior incerteza, devido à não existência de dados de IA e porosidade neste local.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALEXANDRE, J. & ALMEIDA, J. A. 1998. geoMS - Geostatistical Modelling Software. Lisboa: Centro de Modelização de Reservatórios Petrolíferos, Instituto Superior Técnico.
- ALMEIDA, J. A. 1999. *Use of Geostatistical Models to Improve Reservoir Description and Flow Simulation in Heterogeneous Oil Field*. PhD Thesis PhD, IST - UTL.
- AZEVEDO, L., NUNES, R. F., ALMEIDA, J. A., PINHEIRO, L. M., CAEIRO, M. H., CORREIA, P. J. & SOARES, A. 2012. Seismic Attributes for Constraining Geostatistical Seismic Inversion. *Ninth International Geostatistics Congress*. Oslo, Norway.
- BORTOLI, L.-J. 1992. *Constraining Reservoir Models with Seismic Information*. MSc, Stanford University.
- BORTOLI, L.-J., ALABERT, F., HAAS, A. & JOURNAL, A. 1993. Constraining stochastic images to seismic data. *Tróia'92*. Kluwer, Dordrecht.
- CAERS, J. Direct sequential indicator simulation. 6th International Geostatistics Congress, 2000 Cape Town.
- CAETANO, H. M. V. 2009. *Integration of seismic information in reservoir models: Global Stochastic Inversion*. PhD, Instituto Superior Técnico Universidade Técnica de Lisboa.
- CHOPRA, S. 2001. Integrating coherence cube imaging and seismic inversion. *The Leading Edge*, 354-362.
- CHOPRA, S. & MARFURT, K. J. 2005. Seismic attributes - A historical perspective. *Geophysics*. Society of Exploration Geophysicists.
- COOKE, D. & CANT, J. 2010. Model-based Seismic Inversion: Comparing deterministic and probabilistic approaches. *Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder*.
- COOKE, D. A. & SCHNEIDER, W. A. 1983. Generalized linear inversion of reflection seismic data. *SEG*, 48, 665-676.
- FILIPPOVA, K., KOZHENKOV, A. & ALABUSHIN, A. 2011. Seismic inversion techniques: choice and benefits. *First Break*. EAGE.
- FRANCIS, A. M. 2005. Limitations of Deterministic and Advantages of Stochastic Seismic Inversion. *CSEG Recorder*.

- FRANCIS, A. M. & HICKS, G. 2006. Understanding Stochastic Seismic Inversion. *First Break*, 1 - 26.
- HAMPSON, D. & RUSSEL, B. 1984. First Break Interpretation using Generalized Linear Inversion. *CSEG*, 20, 40-54.
- JOURNAL, A. G. 1994. Modeling uncertainty: some conceptual thoughts. *Geostatistics for the Next Century*. Ed. Dimitrakopoulos, Kluwer: Academic Pub.
- LATIMER, R. B., DAVIDSON, R. & VAN RIEL, P. 2000. An interpreter's guide to understanding and working with seismic - derived acoustic impedance data. *The Leading Edge*.
- LAVERGNE, M. 1975. PSEUDO- DIAGRAMMES DE VITESSE EN OFFSHORE PROFOND*.
- LINDSETH, R. O. 1979. Synthetic Sonic Logs - A Process for Stratigraphic Interpretation. *Geophysics*. Calgary, Canada: SEG.
- MANTILLA, A. E. 2002. *Predicting Petrophysical Properties by Simultaneous Inversion of Seismic and Reservoir Engineering Data*. PhD, Stanford University.
- MATHERON, G. 1971. The Theory of Regionalized Variables and its Applications. Fontainebleau - Paris: École Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- NUNES, R. & ALMEIDA, J. A. 2010. Parallelization of sequential Gaussian, indicator and direct simulation algorithms. *Comput. Geosci.*, 36, 1042-1052.
- NUNES, R. F. 2008. *Paralelização dos Algoritmos Simulação Sequencial Gaussiana, Indicatriz e Directa*. MSc, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa.
- PENDREL, J. 2001. Seismic Inversion - The Best Tool for Reservoir Characterization. *CSEG Recorder*.
- PENDREL, J. 2006. Seismic Inversion - Still the best tool for reservoir characterization. *CSEG Recorder*, 5-12.
- RIEL, P. & PENDREL, J. 2000. Effect of well control on constrained sparse spike seismic inversion. *Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder*.
- ROSA, A. A., CARVALHO, R. S. & XAVIER, J. A. D. 2006. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*.
- RUSSEL, B. & HAMPSON, D. 2006. The old and the new in seismic inversion. *Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder*, 5 - 11.

- RUSSEL, B. H. 1988. *Introduction to Seismic Inversion Methods*, Oklahoma, USA, SEG.
- SAMS, M. & SAUSSUS, D. 2008. Comparison of uncertainty estimates from deterministic and geostatistical inversion. *SEG*, 1486-1490.
- SANCEVERO, S. S., REMACRE, A. Z. & PORTUGAL, R. S. 2006. O papel da inversão para a impedância acústica no processo de caracterização sísmica de reservatórios. *Revista Brasileira de Geofísica*. Sociedade Brasileira de Geofísica.
- SHERIFF, R. E. 2002. *Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists.
- SOARES, A. 2001. Direct Sequential Simulation and Cosimulation. *Mathematical Geology*.
- SOARES, A. 2006. *Geoestatística para as Ciências da Terra e do Ambiente*, IST Press.
- SOARES, A., DIET, J. D. & GUERREIRO, L. 2007. Stochastic Inversion with a Global Perturbation Method. *EAGE*.
- SRIVASTAVA, R. P. & SEN, M. K. 2009. Fractal-based stochastic inversion of poststack seismic data using very fast simulated annealing. *Journal of Geophysics and Engineering*, 6, 412 - 425.
- SWISI, A. 2009. *Post and Pre Stack Attribute Analysis and Inversion of Blackfoot 3D Seismic Dataset*. MSc, University of Saskatchewan.
- TETYUKHINA, D. 2010. High - resolution reservoir characterization by seismic inversion with geological constraints. Delft: Research Center Delft Earth and Statoil.
- TORRES VERDÍN, C., VICTORIA, M. & PENDREL, J. 1999. Trace-based and geostatistical inversion of 3D seismic data for thin-sand delineation: An application in San Jorge Basin, Argentina. *The Leading Edge*.
- VARGAS, H. 2005. *Stochastic Seismic Inversion using Genetic Algorithms*. IST - UTL.